

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

FACULTAD DE INGENIERIA E INDUSTRIA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

IMPACTO TÉCNICO DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL EN EL ALIVIO DE CARGA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

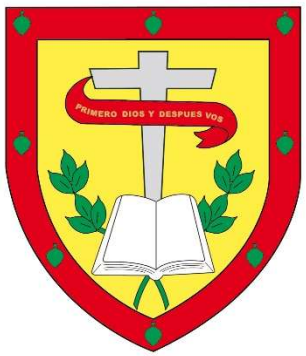
AUTORES: FRANCISCO JAVIER AGUILAR CHACÓN
RICHARD LEONARDO CÓCHERES ARCENTALES

DIRECTOR: ARTURO XAVIER GUTIÉRREZ ÁLVAREZ

CUENCA – ECUADOR

2026

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA

Comunidad Educativa al Servicio del Pueblo

FACULTAD DE INGENIERIA E INDUSTRIA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

IMPACTO TÉCNICO DEL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL EN EL ALIVIO DE CARGA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES: FRANCISCO JAVIER AGUILAR CHACÓN
RICHARD LEONARDO CÓCHERES ARCENTALES

DIRECTOR: ARTURO XAVIER GUTIÉRREZ ÁLVAREZ

CUENCA - ECUADOR

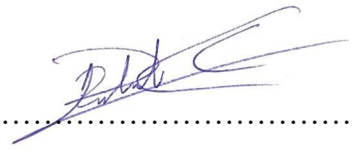
2026

DIOS, PATRIA, CULTURA Y DESARROLLO

DECLARATORIA DE AUTORIA Y RESPONSABILIDAD

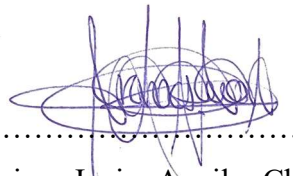
Richard Leonardo Cócheres Arcentales portador de la cedula de ciudadanía N.º 0750250854 y Francisco Javier Aguilar Chacón portador de la cedula de ciudadanía N.º 0705057453. Declaramos ser autores de la obra: "Impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico residencial en el alivio de carga de redes de distribución de baja tensión", sobre la cual nos hacemos responsables sobre las opiniones, versiones e ideas expresadas. Declaramos que la misma ha sido elaborada respetando los derechos de propiedad intelectual de terceros y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca sobre cualquier reclamación que pudiera existir al respecto. Declaramos finalmente que nuestra obra ha sido realizada cumpliendo con todos los requisitos legales, éticos y bioéticos de investigación, que la misma no incumple con la normativa nacional e internacional en el área específica de investigación, sobre la que también nos responsabilizamos y eximimos a la Universidad Católica de Cuenca de toda reclamación al respecto.

Cuenca, 21 de octubre de 2026



……

Richard Leonardo Cócheres Arcentales
0750250854



……

Francisco Javier Aguilar Chacón
0705057453

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Francisco Javier Aguilar Chacón y Richard Leonardo Cocheres Arcentales, bajo mi supervisión.



.....

Ing. Arturo Xavier Gutiérrez Álvarez, Mg.

DIRECTOR

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a mi papá, mi mamá, mis hermanos y a aquellas amistades que siempre estuvieron conmigo durante todo este tiempo apoyándome.

A mi padre, Richard Cócheres, por ser un guía constante, por confiar en mí, impulsarme en seguir adelante y transmitirme la fortaleza para seguir adelante.

A mi madre, Vanessa Arcentales, por su apoyo constante, por brindarme siempre la palabra de aliento necesaria en los momentos difíciles, además de no permitir que me rindiera ante ninguna adversidad.

A mis hermanos, William Rivas y Danna Cócheres, quienes, con sus palabras de ánimo, su confianza y compañía, dándome la fuerza necesaria para mantenerme firme y continuar avanzando durante este proceso académico.

A mis amistades, Afrany Balarezo, Francisco Aguilar, Fernando Aldaz e Isaac Romero, por acompañarme en esta etapa, por su apoyo sincero y por estar presentes en los momentos que más lo necesité.

Esta tesis es, en esencia, un reflejo de su respaldo constante.

Richard Leonardo Cócheres Arcentales

Dedico este trabajo de investigación a mi familia, mi mamá, mi hermano y mi esposa.

A mi mamá por haber confiado y creído en mí, y por su constante apoyo, ya que, sin ella, nada de esto sería posible.

A mi hermano, porque sin sus recomendaciones, ni su apoyo en voz baja, no podría haber cumplido con los proyectos diarios universitarios.

A mi amada esposa, ya que sin su apoyo, ánimos, confianza y ayuda incondicional todos los días, jamás hubiera podido conseguir llegar a la meta esperada.

En general, les agradezco a todos ustedes, ya que, sin cada uno, éste trabajo nunca se hubiera desarrollado y yo no estaría cumpliendo una meta para mi vida y mi futuro.

Gracias a todos ustedes, los amo.

Francisco Javier Aguilar Chacón

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a la Universidad Católica de Cuenca por brindarnos el espacio para poder obtener los conocimientos que nos servirán para toda nuestra vida.

De igual manera queremos agradecer a las autoridades de esta distinguida universidad, quienes de una u otra manera han aportado para que todo se desenvuelva de la mejor manera.

También queremos agradecer a los Docentes de la Carrera, porque con su dedicación, paciencia y sabiduría, nos han podido guiar por el camino de la Ingeniería Eléctrica.

En especial, queremos agradecer al Ing. Xavier Arturo Gutiérrez Álvarez, Mg., por darnos la apertura para ser nuestro guía y tutor de tesis, por su paciencia y dedicación en la elaboración de nuestro trabajo de titulación.

RESUMEN

El autoconsumo fotovoltaico residencial constituye una alternativa técnica para reducir la demanda neta observada por los transformadores de distribución durante las horas de producción solar. La presente investigación analiza el impacto de la integración de sistemas fotovoltaicos residenciales en la red de baja tensión asociada al transformador 5504 del sector Puertas del Sol, en la ciudad de Cuenca. La metodología comprende la caracterización de la red, el modelamiento eléctrico en DIgSILENT PowerFactory, la estimación de potencias fotovoltaicas por usuario, la construcción de una curva horaria de generación a partir de PVsyst y la simulación de escenarios de penetración fotovoltaica de 20 %, 60 %, 80 % y 100 %. Los resultados muestran que el mayor alivio de carga del transformador se presenta a las 15h00. En este horario, la cargabilidad disminuye de 54,20 % en el escenario base a 18,47 % en el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica, lo que representa una reducción de 65,92 %. Asimismo, las pérdidas de potencia activa disminuyen de 0,25 kW a 0,10 kW, equivalentes a una reducción de 60,00 %. Los perfiles de tensión mejoran principalmente en los puntos medio y final de la red, sin presentarse condiciones de sobretensión. En contraste, a las 20h00 la cargabilidad permanece en 122,98 %, debido a la ausencia de generación fotovoltaica. Los resultados evidencian que el autoconsumo fotovoltaico contribuye al alivio de carga del transformador y a la reducción de pérdidas durante las horas con disponibilidad solar, pero no corrige la condición crítica nocturna cuando no se dispone de almacenamiento energético.

Palabras clave: DIgSILENT PowerFactory, cargabilidad, perfiles de carga, Generación fotovoltaica, simulación.

ABSTRACT

Residential photovoltaic self-consumption is a technical alternative for reducing the net demand observed by distribution transformers during hours of solar generation. This study analyzes the impact of integrating residential photovoltaic systems into the low-voltage grid associated with transformer 5504 in the Puertas del Sol sector of the city of Cuenca. The methodology includes characterizing the grid, electrical modeling in DIgSILENT PowerFactory, estimating photovoltaic power per user, constructing an hourly generation curve using PVsyst, and simulating photovoltaic penetration scenarios of 20%, 60%, 80%, and 100%. The results show that the greatest load relief on the transformer occurs at 3:00 p.m. At this time, the load factor decreases from 54.20% in the baseline scenario to 18.47% in the 100% photovoltaic penetration scenario, representing a reduction of 65.92%. Likewise, active power losses decrease from 0.25 kW to 0.10 kW, equivalent to a 60.00% reduction. Voltage profiles improve mainly at the midpoint and end of the grid, with no overvoltage conditions occurring. In contrast, at 8:00 p.m., the load capacity remains at 122.98% due to the absence of photovoltaic generation. The results show that photovoltaic self-consumption helps relieve the transformer load and reduce losses during hours with solar availability, but it does not resolve the critical nighttime condition when energy storage is not available.

Keywords: DIgSILENT PowerFactory, load capacity, load profiles, photovoltaic generation, simulation

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARATORIA DE AUTORIA Y RESPONSABILIDAD II
CERTIFICACIÓN III
DEDICATORIA IV
AGRADECIMIENTOS VI
RESUMEN VII
ABSTRACT VIII
CAPÍTULO I 14
1.1 Introducción 14
1.2 Problema 15
1.2.1 Formulación del problema 15
1.2.2 Delimitación del problema 17
1.3 Justificación 18
1.4 Objetivos 21
1.4.1 Objetivo General 21
1.4.2 Objetivos Específicos 21
CAPÍTULO II 23
2.1 Fundamentación teórica 23
2.1.1 Redes de distribución eléctrica y niveles de tensión 24
2.1.2 Redes de distribución de baja tensión y escenario base 28
2.1.3 Transformador de distribución y alivio de carga 32
2.1.4 Sistemas fotovoltaicos residenciales 37
2.1.5 Autoconsumo fotovoltaico residencial y medición bidireccional 41
2.1.6 Conexión de sistemas fotovoltaicos residenciales a la red mediante inversor 46
2.1.7 Marco normativo ecuatoriano aplicable al autoconsumo fotovoltaico residencial 49
2.1.8 Parámetros técnicos de evaluación y delimitación de calidad de red 54
CAPÍTULO III 62
3.1 Desarrollo metodológico 62
3.1.1 Enfoque de la investigación 62
3.2 Desarrollo de la propuesta 63
3.2.1 Criterio de selección del caso de estudio 63
3.2.2 Delimitación del área alimentada por el transformador 67
3.3 Información técnica utilizada 68
3.3.1 Datos de cargabilidad 69
3.3.2 Datos de puntos de carga residencial 69
3.3.3 Datos de puntos de carga comercial 73

3.3.4 Datos de puntos de alumbrado público 75
3.3.5 Parámetros eléctricos de conductores 78
3.3.6 Tratamiento, validación y trazabilidad de la información 82
3.4 Construcción del modelo en DIgSILENT Power Factory 84
3.4.1 Configuración general del proyecto 84
3.4.2 Modelado del transformador de distribución 85
3.4.3 Modelado de tramos principales y acometidas 86
3.4.4 Modelado de cargas residenciales 88
3.4.5 Modelado del alumbrado público 89
3.4.6 Validación topológica y eléctrica del modelo 90
3.5 Dimensionamiento y modelado del sistema fotovoltaico residencial 92
3.5.1 Criterio normativo considerado 92
3.5.2 Estimación de la potencia fotovoltaica por usuario 92
3.5.3 Curva de generación fotovoltaica 100
CAPÍTULO IV 115
4.1 Definición de escenarios de simulación 115
4.1.1 Escenario base sin generación fotovoltaica 120
4.1.2 Escenario con generación fotovoltaica 120
4.2 Condiciones operativas para la simulación en DIgSILENT PowerFactory 120
4.3 Pruebas y análisis de resultados 122
4.3.1 Análisis de cargabilidad del transformador en el escenario base 122
4.3.2 Análisis del alivio de carga por penetración fotovoltaica 124
4.3.3 Análisis del perfil de voltaje 144
4.3.4 Análisis de pérdidas técnicas 161
4.4 Criterios de comparación de resultados 174
4.5 Supuestos y limitaciones del modelo 179
CAPÍTULO V 184
5.1 Conclusiones y Recomendaciones 184
5.1.1 Conclusiones 184
5.1.2 Recomendaciones 189
6. Referencias 193
7. Anexos 195
AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL 211

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comparación de cargabilidad de transformadores analizados en sector Puertas del Sol 65
Tabla 2 Fuentes de información empleadas para el modelado del transformador 5504 68
Tabla 3 Resumen de información modelada para el transformador 5504 78
Tabla 4 Lista de validación del modelo base en DIgSILENT 91
Tabla 5 Escenarios de penetración fotovoltaica para el transformador 5504 119
Tabla 6 Condiciones operativas consideradas en el flujo de potencia 121
Tabla 7 Alivio de carga del transformador 5504 respecto al escenario base 133
Tabla 8 Perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios de simulación 153
Tabla 9 Pérdidas técnicas activas y reactivas de la red para los escenarios de simulación 173
Tabla 10 Relación entre los objetivos específicos y los resultados analizados 178

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Estructura general del sistema eléctrico de potencia 26
Figura 2 Ubicación del sector Puertas del Sol y del transformador 5504 64
Figura 3 Información técnica del transformador de distribución 5504 seleccionado 66
Figura 4 Captura de la tabla de estratos de la CENTROSUR 70
Figura 5 Estrato de consumo correspondiente al sector de estudio 71
Figura 6 Perfil de carga residencial utilizada en el modelamiento en PowerFactory 72
Figura 7 Perfil de carga comercial utilizada en el modelamiento en PowerFactory 75
Figura 8 Curva horaria del alumbrado público utilizada en el modelamiento 77
Figura 9 Selección detalles generales de la línea 80
Figura 10 Parámetros de características específicas 80
Figura 11 Parámetros para el flujo de carga 81
Figura 12 Características generales del tramo 81
Figura 13 Detalle de cargas (opcional) 82
Figura 14 Recorte de la red de baja tensión del transformador 5504 en ArcMap 84
Figura 15 Representación de la barra de media tensión externa en DIgSILENT PowerFactory 85
Figura 16 Datos ingresados del transformador 5504 en DIgSILENT PowerFactory 86
Figura 17 Datos ingresados para el modelado de acometidas en DIgSILENT: (a) Ingreso de longitud de la línea y el medio de transporte de la línea; (b) Ingreso de datos del conductor a partir de la herramienta HTML 87
Figura 18 Datos ingresados para el modelado del tramo principal en DIgSILENT: (a) Ingreso de longitud de la línea y el medio de transporte de la línea; (b) Ingreso de datos del conductor a partir de la herramienta HTML 88
Figura 19 Ingreso de datos para un cliente residencial en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga trifásica 89
Figura 20 Ingreso de datos para un cliente residencial en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga bifásica 89
Figura 21 Ingreso de datos para el alumbrado público en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga monofásica 90
Figura 22 Ubicación del punto de estudio en NASA POWER para la obtención de datos de irradiación solar 93
Figura 23 Definición de la orientación del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst 101
Figura 24 Ubicación geográfica del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst 102
Figura 25 Datos meteorológicos NASA POWER utilizados en PVsyst para el sector Puertas del Sol 103
Figura 26 Configuración del sistema fotovoltaico representativo C23-TR5504 en PVsyst 104
Figura 27 Resultados principales de la simulación del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst 104
Figura 28 Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst 107
Figura 29 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico representativo C23-TR5504 109
Figura 30 Curvas diarias representativas de producción fotovoltaica obtenidas desde PVsyst 113
Figura 31 Herramienta HTML para la selección aleatoria de puntos de carga con penetración fotovoltaica 117
Figura 32 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 06h00 122
Figura 33 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 15h00 123
Figura 34 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 20h00 124
Figura 35 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E1 de 20 % para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 127
Figura 36 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E2 de 60 % para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 129

Figura 37 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 130
Figura 38 Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 132
Figura 39 Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 06h00 134
Figura 40 Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 15h00 137
Figura 41 Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 20h00 140
Figura 42 Límites de tensión configurados como referencia técnica complementaria en DIgSILENT PowerFactory 145
Figura 43 Ubicación de los puntos de análisis de tensión en la red del transformador 5504 146
Figura 44 Perfil de voltaje en el escenario base para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 147
Figura 45 Perfil de voltaje en el escenario E1 de 20 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 148
Figura 46 Perfil de voltaje en el escenario E2 de 60 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 149
Figura 47 Perfil de voltaje en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 151
Figura 48 Perfil de voltaje en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 152
Figura 49 Comparación del perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 15h00 154
Figura 50 Comparación del perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 20h00 157
Figura 51 Pérdidas técnicas de la red en el escenario base para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 163
Figura 52 Pérdidas técnicas de la red en el escenario E1 de 20 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 165
Figura 53 Pérdidas técnicas de la red en el escenario E2 de 60 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 167
Figura 54 Pérdidas técnicas de la red en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 169
Figura 55 Pérdidas técnicas de la red en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00 171

CAPÍTULO I

1.1 Introducción

El autoconsumo fotovoltaico residencial se ha convertido en una alternativa de creciente interés dentro de los sistemas eléctricos de distribución, debido a que permite a los usuarios generar parte de la energía que consumen mediante sistemas solares instalados en sus viviendas. Esta condición modifica el papel tradicional del abonado residencial, que deja de comportarse únicamente como consumidor pasivo y puede participar de manera más activa en la operación energética de la red de distribución de baja tensión. En este contexto, la microgeneración fotovoltaica cercana a consumidores domésticos ha sido estudiada como una estrategia para facilitar la integración de fuentes renovables en redes de baja tensión y promover esquemas de producción y consumo local de energía (Camilo et al., 2016).

Cuando un usuario genera energía para cubrir parte de su propia demanda, la potencia requerida desde la red puede disminuir durante las horas de mayor irradiación solar. Sin embargo, el comportamiento real de este proceso depende de la relación entre generación y consumo, de la ubicación de los sistemas fotovoltaicos y de las características eléctricas de la red de distribución de baja tensión. En estudios sobre sistemas fotovoltaicos conectados a redes urbanas de baja tensión, se prueba la necesidad de considerar magnitudes como tensión, corriente y potencia para comprender cómo se modifica la operación local de la red ante la incorporación de generación distribuida (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

En el caso ecuatoriano, analizar el autoconsumo fotovoltaico residencial es conveniente por el interés que han despertado las alternativas de generación distribuida, la reducción de la dependencia de fuentes convencionales de energía y el aprovechamiento de recursos renovables. A esto se suma el contexto reciente de crisis

energética y los racionamientos eléctricos programados en el país, que hacen necesario estudiar con mayor detalle cómo se comportan las redes de baja tensión frente a estas nuevas formas de generación y consumo. Por esta razón, el autoconsumo fotovoltaico no puede entenderse únicamente como opción energética para el usuario, sino también como un fenómeno técnico capaz de modificar la operación de la red de distribución (Ministerio de Energía y Minas, 2024).

La presente investigación se centra en el análisis técnico del autoconsumo fotovoltaico residencial en una red de distribución de baja tensión, tomando como caso de estudio el transformador 5504, ubicado en el sector de Puertas del Sol en la ciudad de Cuenca. Se trata de determinar en qué medida el autoconsumo fotovoltaico puede contribuir al alivio de carga de este transformador y qué efectos genera sobre otras variables operativas del sistema. Para esto, el estudio parte de un escenario base sin generación distribuida, que se compara con escenarios de integración de la misma, con el propósito de observar los cambios en los perfiles de tensión, los flujos de potencia y las pérdidas técnicas. De esta manera se busca una evaluación técnica que permita determinar si la incorporación de generación local beneficia la operación de la red sin generar condiciones operativas no deseadas.

1.2 Problema

1.2.1 Formulación del problema

Las redes de distribución de baja tensión se idearon tradicionalmente para operar con un flujo de potencia unidireccional, desde el sistema eléctrico hacia los usuarios finales. Bajo este esquema convencional, el transformador de distribución suministra energía a un conjunto de abonados residenciales y comerciales (en su mayoría residenciales), y la potencia circula desde la red hacia las cargas conectadas en los distintos nodos. Esta lógica ha sido descrita en estudios sobre redes de baja y media

tensión, donde se reconoce que históricamente han funcionado como sistemas con cargas pasivas, con un flujo de potencia dirigido desde los transformadores hacia los usuarios (Santos-Martin & Lemon, 2016).

La incorporación de sistemas fotovoltaicos residenciales bajo esquemas de autoconsumo modifica esta condición pues los usuarios pueden generar energía de forma local y reducir la demanda que requieren desde la red. En un transformador como el 5504, que tiene una cargabilidad excedida del 118,30%, este comportamiento puede resultar particularmente relevante para el análisis, ya que una reducción de la carga neta durante las horas de mayor generación solar podría contribuir a su alivio de carga. Sin embargo, esta misma incorporación puede modificar los perfiles de tensión, los flujos de potencia en los tramos principales, las pérdidas técnicas y el comportamiento de elementos críticos como transformadores y conductores, aspectos que han sido analizados en redes residenciales con generación fotovoltaica en techos (Masoum et al., 2012).

Cuando parte de la demanda residencial es cubierta por los sistemas fotovoltaicos instalados en las viviendas, el transformador puede operar con menor exigencia, y los conductores de los tramos principales requieren transportar menor corriente desde la red. Este efecto corresponde al alivio de carga que se busca analizar en la presente investigación, particularmente en el transformador 5504 del sector Puertas del Sol. No obstante, este alivio no debe asumirse de la coincidencia entre generación o consumo, de la ubicación de los sistemas fotovoltaicos, del nivel de integración fotovoltaica y de las condiciones eléctricas existentes en la red de baja tensión.

Por esta razón, se decidió utilizar una herramienta de simulación que permitiera comparar el comportamiento de la red en un escenario base, sin generación fotovoltaica, frente a distintos escenarios con autoconsumo residencial. Para ello, se empleó DIgSILENT PowerFactory, software que permite modelar la red, representar las cargas,

incorporar generación distribuida y observar variables eléctricas relevantes como la tensión, los flujos de potencia y la carga del transformador. De esta manera, el problema de investigación se centra en determinar si el autoconsumo fotovoltaico residencial puede contribuir al alivio de carga del transformador de distribución sin provocar condiciones operativas desfavorables en la red de baja tensión.

A partir del problema descrito, la investigación plantea la siguiente pregunta: ¿cómo influye el autoconsumo fotovoltaico residencial en el alivio de carga del transformador de distribución y en el comportamiento de una red de distribución de baja tensión?

1.2.2 Delimitación del problema

La presente investigación se enfoca en el análisis técnico del autoconsumo fotovoltaico residencial conectado a una red de distribución de baja tensión. El estudio considera una red compuesta por un transformador de distribución, tramos principales de baja tensión, nodos de conexión y usuarios residenciales, sobre la cual se evaluará el comportamiento eléctrico antes y después de la incorporación de sistemas fotovoltaicos bajo esquemas de autoconsumo.

El alcance comprende la caracterización de la red de estudio, la estimación de la demanda promedio por abonado, la determinación de la demanda total del circuito, la construcción del escenario base sin generación fotovoltaica y la simulación de escenarios con distintos niveles de integración fotovoltaica residencial. Las variables principales a evaluar serán los perfiles de tensión en los nodos, la carga del transformador de distribución, los flujos de potencia en los tramos principales de la red.

El análisis de la calidad de red se delimitará a variables asociadas al flujo de carga y a la operación en régimen permanente, principalmente niveles de tensión, variaciones

de tensión, cargabilidad del transformador, cargabilidad de tramos de baja tensión y flujos de potencia. No se desarrollará un estudio profundo de armónicos, distorsión armónica, transitorios eléctricos ni calidad de energía avanzada, debido a que estos aspectos requieren modelos, mediciones y análisis específicos que exceden el propósito central de esta investigación. Esta delimitación es coherente con el enfoque de calidad del producto eléctrico, donde se reconocen atributos como nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje, distorsión armónica de voltaje y desequilibrio de voltaje, sin que todos deban ser necesariamente desarrollados como eje central del estudio (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024b).

El presente trabajo de investigación no incluirá el diseño físico detallado de instalaciones fotovoltaicas residenciales, selección comercial de paneles, dimensionamiento estructural, análisis económico-financiero, retorno de inversión, estudio tarifario, coordinación completa de protecciones ni diseño detallado de sistemas de almacenamiento. La conexión del sistema fotovoltaico a la red será abordada desde el punto de vista funcional y técnico-operativo, considerando el papel del inversor sincronizado con la red, el autoconsumo, la posible inyección de excedentes y la factibilidad técnica de conexión dentro del marco normativo citado en el anteproyecto.

De esta manera, el estudio se delimita como una investigación técnico-simulativa orientada a determinar si la integración de generación fotovoltaica residencial puede aliviar la carga del transformador de distribución sin provocar condiciones operativas no deseadas en la red de baja tensión. Esta delimitación permite mantener el trabajo dentro de un alcance realista, medible y ejecutable en DIgSILENT PowerFactory.

1.3 Justificación

Esta investigación se justifica técnicamente porque permite analizar de forma detallada el efecto real del autoconsumo fotovoltaico residencial sobre una red de

distribución de baja tensión. Aunque la generación fotovoltaica distribuida puede reducir la energía demandada desde la red, su impacto depende de múltiples factores eléctricos, como la ubicación de los sistemas, el comportamiento horario de la demanda, la potencia instalada y las características de los tramos principales de la red. Por este motivo, su incorporación debe demostrarse mediante simulaciones y no únicamente desde una perspectiva energética general, considerando que la incorporación de sistemas fotovoltaicos conectados a red puede modificar magnitudes eléctricas fundamentales en redes de baja tensión (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

El alivio de carga del transformador de distribución es uno de los aspectos principales del estudio, debido a que este equipo concentra la demanda de los abonados conectados a la red de baja tensión. Si los sistemas fotovoltaicos residenciales logran cubrir parte del consumo durante las horas solares, la potencia que debe entregar el transformador puede ser menor. Esta reducción puede traducirse en una operación menos exigente del equipo y en una menor circulación de corriente por determinados tramos de la red. Sin embargo, en escenarios con alta generación local y baja demanda también pueden aparecer cambios en el sentido de los flujos de potencia, por lo que el comportamiento del transformador debe evaluarse junto con las condiciones operativas de la red (Majeed & Nwulu, 2022).

Además del transformador, también se analizan otras variables técnicas de la red. Una reducción de carga no garantiza por sí sola que la red opere adecuadamente. La integración fotovoltaica puede modificar los niveles de tensión en los nodos, alterar los flujos de potencia, cambiar las pérdidas técnicas y afectar la cargabilidad de los conductores. Por esta razón, el estudio debe evaluar simultáneamente estos indicadores, con el fin de determinar si el autoconsumo fotovoltaico genera beneficios sin provocar condiciones que limiten su conexión.

La investigación también considera el aspecto normativo, ya que el anteproyecto contempla la necesidad de relacionar el autoconsumo fotovoltaico residencial con la normativa ARCONEL/ARCERNNR aplicable a la conexión de sistemas de generación distribuida o microgeneración para autoabastecimiento. Esta revisión permite relacionar el análisis técnico con el marco normativo de conexión correspondiente. La Regulación Nro. ARCONEL-005/24 establece disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, mantenimiento, medición y facturación de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a)

El uso de DIgSILENT PowerFactory aporta valor académico y práctico al estudio, porque permite representar el sistema eléctrico de baja tensión, construir escenarios de simulación y obtener resultados técnicos de manera ordenada. Con esta herramienta se analiza el escenario base sin generación fotovoltaica y se compara con los escenarios de integración residencial, observando de forma cuantitativa la variación de tensión, carga del transformador y flujos de potencia. Los resultados obtenidos permiten comparar directamente el comportamiento de la red en cada escenario analizado.

Desde el punto de vista académico, la investigación contribuye al análisis de redes de distribución de baja tensión bajo condiciones de incorporación de generación fotovoltaica residencial. Su desarrollo permite aplicar conceptos de sistemas eléctricos de potencia, generación distribuida, flujo de carga y evaluación técnica de redes, integrándolos en un caso de estudio vinculado al contexto residencial. Asimismo, el trabajo puede servir como referencia para estudios posteriores relacionados con autoconsumo, planificación de redes de baja tensión y análisis de integración de recursos energéticos distribuidos.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Analizar técnicamente el impacto de la integración de sistemas fotovoltaicos residenciales en una red de distribución de baja tensión bajo esquemas de autoconsumo, mediante la simulación del sistema eléctrico, con el fin de evaluar su contribución al alivio de carga del transformador de distribución y su efecto sobre variables operativas de la red, como los perfiles de tensión y los flujos de potencia.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar técnicamente la red eléctrica de estudio y su escenario base mediante el análisis detallado de los perfiles de tensión, los flujos de potencia en la red de baja tensión (BT) y el nivel de carga del transformador de distribución en condiciones de operación sin presencia de generación fotovoltaica, con el fin de establecer una referencia inicial del comportamiento eléctrico del sistema de baja tensión.

- Simular, mediante software especializado, la integración de sistemas fotovoltaicos residenciales bajo esquemas de autoconsumo en la red de baja tensión, considerando distintos niveles de penetración fotovoltaica y su ubicación dentro de la red, con el propósito de analizar cómo la generación distribuida modifica las condiciones operativas del sistema.

- Evaluar la reducción de la carga neta del transformador de distribución como consecuencia de la incorporación de generación fotovoltaica residencial, comparando el escenario base sin generación distribuida y en los distintos escenarios de penetración fotovoltaica.

- Analizar la variación de los perfiles de tensión en la red de distribución identificando los cambios en los niveles de tensión en los diferentes nodos del sistema ante la presencia de generación fotovoltaica distribuida y verificando el cumplimiento de los límites establecidos para redes de baja tensión.
- Evaluar el impacto de la penetración fotovoltaica en las pérdidas técnicas de la red, analizando cómo la integración de generación distribuida modifica las pérdidas eléctricas en los conductores y en el transformador de distribución bajo diferentes escenarios de penetración y condiciones de operación.

CAPÍTULO II

2.1 Fundamentación teórica

El análisis del autoconsumo fotovoltaico residencial en redes de distribución de baja tensión requiere una base teórica que permita comprender tanto la estructura del sistema eléctrico como los efectos técnicos que pueden aparecer cuando se incorpora generación local en usuarios residenciales. Este capítulo aborda los conceptos relacionados con las redes de distribución, el comportamiento de los transformadores, los sistemas fotovoltaicos residenciales, los esquemas de autoconsumo, la conexión mediante inversores y los parámetros eléctricos que permiten evaluar el desempeño de la red.

El capítulo inicia con los fundamentos de las redes de distribución eléctrica y los niveles de tensión, con énfasis en las redes de baja tensión destinadas al suministro residencial. Luego se analiza la función del transformador de distribución y el concepto de alivio de carga, debido a que este equipo concentra la demanda de los abonados conectados a la red secundaria y constituye uno de los elementos principales para evaluar el impacto del autoconsumo fotovoltaico residencial.

Los sistemas fotovoltaicos residenciales se describen desde una perspectiva funcional, considerando sus componentes generales y su relación con la generación distribuida. También se aborda el autoconsumo fotovoltaico residencial, la demanda neta del usuario, la posible presencia de excedentes y la importancia de la medición bidireccional en esquemas donde existe intercambio energético con la red. Además, se incluye una explicación general sobre la conexión de estos sistemas mediante inversores conectados a red, sin profundizar en el diseño interno de dichos equipos, ya que el enfoque de la investigación se orienta al comportamiento eléctrico de la red de baja tensión.

El capítulo también incorpora la normativa ecuatoriana aplicable al autoconsumo fotovoltaico residencial y delimita los impactos técnicos que serán considerados en el

estudio, tales como perfiles de tensión, carga del transformador, flujos de potencia, pérdidas técnicas, cargabilidad de los tramos principales y posible flujo inverso. Esta base conceptual servirá posteriormente para modelar la red, definir los escenarios de simulación y evaluar el efecto del autoconsumo fotovoltaico residencial sobre las condiciones operativas del sistema.

2.1.1 Redes de distribución eléctrica y niveles de tensión

El sistema eléctrico de potencia está conformado por un conjunto de etapas técnicas orientadas a producir, transportar, transformar y entregar energía eléctrica a los usuarios finales. A través de estas etapas, la energía generada en distintos puntos del sistema es conducida hacia los centros de consumo bajo condiciones adecuadas de operación, seguridad y continuidad. El sistema se organiza en generación, transmisión, subtransmisión y distribución, cada una asociada a funciones específicas, niveles de tensión determinados y distintos grados de cercanía con el usuario final.

La generación corresponde a la etapa en la que se produce la energía eléctrica a partir de diferentes fuentes primarias. Posteriormente, la transmisión permite transportar grandes bloques de potencia hacia zonas alejadas de consumo, generalmente mediante niveles elevados de tensión. El uso de voltajes altos permite reducir la corriente para una misma potencia transferida, lo cual contribuye a bajar las pérdidas relativas durante el transporte. Después, mediante subestaciones y transformadores, los niveles de tensión se reducen progresivamente hasta llegar a redes de distribución capaces de abastecer sectores urbanos, rurales, comerciales, industriales y residenciales.

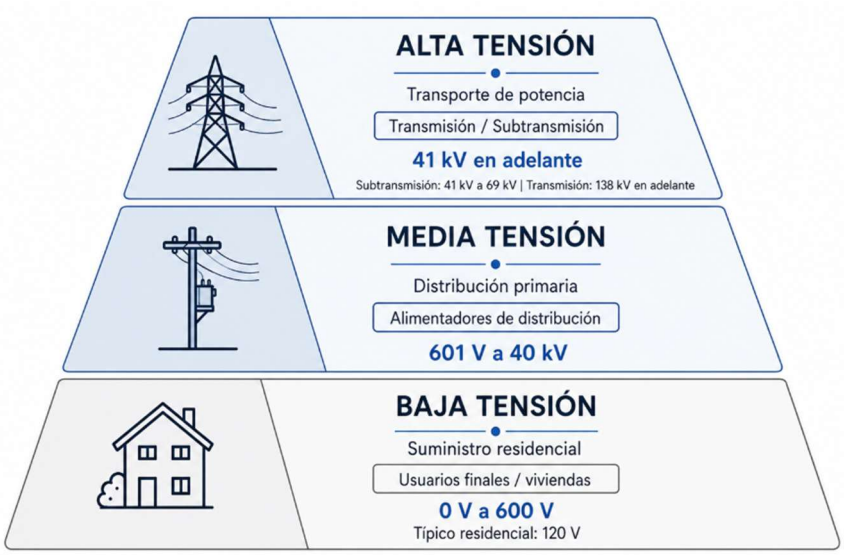
La distribución eléctrica constituye la etapa más próxima al usuario final, debido a que conecta la infraestructura de transformación con las cargas conectadas al sistema. A diferencia de la transmisión, cuyo propósito principal es transportar energía a largas distancias, la distribución se orienta al suministro local hacia consumidores de distinta

naturaleza. En esta etapa, la red se adapta a la ubicación de los usuarios, a la concentración de cargas, a las características de cada zona de consumo y a las condiciones particulares de operación. Las redes de distribución están directamente relacionadas con el comportamiento cotidiano de la demanda eléctrica y con las condiciones de suministro recibidas por los usuarios.

Los niveles de tensión permiten clasificar funcionalmente las redes eléctricas según el papel que cumplen dentro del sistema. La alta tensión se asocia con el transporte de potencia a grandes distancias; la media tensión se vincula con la distribución primaria o intermedia hacia sectores de consumo; y la baja tensión corresponde al nivel de suministro más cercano a los usuarios finales. Esta clasificación no solo diferencia magnitudes eléctricas, sino también criterios de operación, protección, planificación y análisis técnico. Cada nivel de tensión presenta condiciones particulares que deben considerarse según el tipo de estudio y el punto del sistema en el que se concentra el análisis. La ***Figura 1*** presenta de forma conceptual la relación entre las etapas principales del sistema eléctrico de potencia y los niveles de tensión asociados. Esta representación muestra el recorrido de la energía desde la generación y transmisión hasta la distribución de baja tensión, donde finalmente se conecta con los usuarios residenciales.

Figura 1

Estructura general del sistema eléctrico de potencia



Nota. Elaboración propia.

En el ámbito de la distribución, las redes de media tensión cumplen la función de acercar la energía desde subestaciones o puntos de transformación hacia sectores específicos de demanda. Desde allí, los transformadores de distribución reducen el nivel de tensión hasta valores adecuados para el suministro directo a usuarios residenciales y pequeñas cargas. La baja tensión representa, por tanto, el último nivel de entrega de energía dentro del sistema eléctrico, donde la infraestructura se encuentra directamente vinculada con viviendas, abonados y cargas finales. Por su cercanía con los usuarios, las redes de baja tensión son especialmente sensibles a su ubicación, a la distribución de las cargas y a las variaciones horarias de consumo.

Las redes de distribución de baja tensión han sido concebidas tradicionalmente para operar con flujos de potencia dirigidos desde los niveles superiores del sistema hacia los usuarios finales. Bajo este esquema convencional, el transformador de distribución actúa como punto de suministro hacia la red secundaria, y la potencia circula principalmente hacia los nodos de consumo conectados aguas abajo. Este corresponde al

comportamiento típico de una red residencial sin generación local, donde las cargas se consideran predominantemente pasivas y la red cumple la función de entregar energía desde el transformador hacia los abonados conectados (Santos-Martin & Lemon, 2016).

El análisis de redes de baja tensión requiere considerar la forma en que los elementos físicos y eléctricos influyen en las condiciones locales de operación. Entre estos elementos se encuentran los nodos de conexión, los tramos principales de la red, los conductores, las cargas residenciales y el transformador de distribución. En estudios aplicados a redes urbanas de baja tensión, el análisis suele concentrarse en magnitudes fundamentales como tensión, corriente y potencia activa, evaluadas en puntos estratégicos de la red, tales como bornes del transformador, puntos de carga y derivaciones. El comportamiento eléctrico de la red depende tanto de su topología como de los perfiles de consumo asociados a los usuarios conectados (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

En investigaciones orientadas a redes residenciales, la baja tensión constituye un nivel de análisis relevante porque allí se manifiesta de forma directa la interacción entre la infraestructura eléctrica y el comportamiento de los abonados. La demanda residencial no se mantiene constante, sino que varía de acuerdo con hábitos de consumo, horarios de uso, cantidad de usuarios conectados y características de las cargas. Antes de analizar modificaciones en la operación de la red, es necesario conocer su condición convencional de funcionamiento y la manera en que los flujos de potencia, los niveles de tensión y las corrientes se comportan bajo un escenario sin generación local. El análisis de redes urbanas de baja tensión requiere considerar la relación entre consumo, ubicación de los usuarios y condiciones locales de operación (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

El estudio de redes de distribución también requiere contar con una representación adecuada de sus elementos y condiciones de operación, especialmente cuando se busca

evaluar cambios producidos por la incorporación de nuevos recursos conectados a la red. Thomson & Infield (2007) señalan que el análisis de flujo de potencia en sistemas de distribución permite comprender y cuantificar los efectos técnicos asociados a la presencia de pequeños generadores conectados en instalaciones de usuarios. Aunque el desarrollo específico de estos recursos corresponde a apartados posteriores, esta idea refuerza la importancia de caracterizar primero la red en su condición inicial.

A partir de esta base general, el análisis puede enfocarse en la red de distribución de baja tensión como objeto específico de estudio. Una vez comprendida su ubicación dentro del sistema eléctrico y su relación con los niveles de tensión, resulta necesario caracterizar su estructura, sus elementos principales y su condición inicial de operación. Con esta caracterización se establece un escenario base como la referencia técnica que describe el comportamiento de la red antes de incorporar nuevas condiciones de operación.

2.1.2 Redes de distribución de baja tensión y escenario base

Las redes de distribución de baja tensión constituyen el nivel final de entrega de energía eléctrica dentro del sistema de distribución. Su función principal es suministrar energía desde los transformadores de distribución hacia los usuarios finales, especialmente en entornos residenciales y pequeñas cargas conectadas a la red secundaria. Debido a su cercanía con los puntos de consumo, estas redes presentan características particulares asociadas a la ubicación de los usuarios, la configuración de los conductores, la longitud de los tramos principales de la red y la variación diaria de la demanda. En estudios aplicados a redes urbanas de baja tensión, el análisis suele enfocarse desde el transformador de distribución hasta los puntos de conexión de los usuarios, debido a que en este nivel se manifiestan directamente las condiciones locales de operación del sistema (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

En el contexto residencial, una red de distribución de baja tensión puede entenderse como el conjunto de elementos eléctricos que permiten transportar la energía desde el transformador de distribución hasta las instalaciones de los abonados. Entre estos elementos se encuentran los nodos de conexión, los conductores, los tramos principales de la red, los puntos de derivación y las cargas residenciales. Cada uno de estos componentes influye en la forma en que se distribuye la potencia dentro de la red y en las condiciones eléctricas observadas en diferentes puntos del sistema. La representación de la red no debe limitarse a la demanda total, sino considerar la ubicación de los elementos que conforman el circuito de baja tensión (Santos-Martin & Lemon, 2016).

La estructura de una red de baja tensión residencial suele estar asociada a una configuración en la que el transformador de distribución actúa como punto de suministro para un conjunto de usuarios ubicados aguas abajo. Desde este equipo se derivan conductores que permiten abastecer a los distintos nodos de conexión, donde se representan cargas de usuarios, derivaciones hacia viviendas o uniones entre diferentes tramos de la red. Con esta configuración se pueden analizar los cambios de las condiciones eléctricas a lo largo de la red secundaria, especialmente cuando existen diferencias de distancia entre el transformador y los usuarios conectados. En este sentido, la topología y la ubicación de los puntos de análisis son aspectos relevantes para evaluar magnitudes como tensión, corriente y potencia activa (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

La topología de la red cumple un papel importante en su comportamiento. La distancia entre el transformador y los usuarios, la ubicación de los abonados residenciales, la longitud de los tramos principales y las características de los conductores pueden influir en las condiciones de tensión, corriente y flujo de potencia. En redes de baja tensión, estas variables adquieren mayor importancia porque pequeñas variaciones en la ubicación de

cargas o en la configuración de los tramos pueden modificar el comportamiento eléctrico local. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) señalan que el comportamiento de una red de baja tensión depende de variables como la tasa de penetración fotovoltaica, la distancia respecto al transformador, la relación entre consumo y generación, así como las fluctuaciones estacionales de consumo y generación.

En condiciones convencionales, una red de distribución de baja tensión opera principalmente como un sistema destinado a suministrar energía desde el transformador hacia los usuarios conectados. Bajo esta lógica, la potencia circula desde los niveles superiores del sistema hacia las cargas residenciales, manteniendo un comportamiento predominantemente unidireccional. Santos-Martin & Lemon (2016) indican que las redes de baja y media tensión han estado tradicionalmente conformadas por cargas pasivas, con flujos de potencia dirigidos desde los transformadores de distribución hacia los usuarios finales. Este comportamiento representa la condición inicial de la red antes de incorporar elementos que modifiquen la dirección o magnitud de los flujos de potencia.

La demanda residencial se relaciona con la potencia requerida por los abonados para el funcionamiento de sus cargas eléctricas. Esta depende de factores como los hábitos de consumo, el número de usuarios conectados, los equipos instalados en las viviendas y los horarios de utilización. El comportamiento de la red de baja tensión no permanece constante durante el día, sino que varía de acuerdo con la coincidencia de consumo entre diferentes usuarios. El uso de perfiles horarios permite representar de manera más cercana estas variaciones, ya que el consumo residencial presenta comportamientos distintos según el momento del día y las condiciones propias de cada grupo de usuarios (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

La demanda promedio por abonado permite establecer una representación conceptual del consumo característico de los usuarios conectados a la red. A partir de esta

demanda individual puede comprenderse la demanda total de la red, entendida como la agregación de los consumos de los abonados residenciales en una condición determinada. Esta demanda total se refleja en la potencia que debe ser suministrada desde el transformador de distribución hacia la red secundaria, por lo que constituye una variable fundamental para interpretar el nivel de exigencia de la red en su condición inicial. En estudios de redes de baja tensión, la representación adecuada de las cargas resulta necesaria para estimar el comportamiento eléctrico del sistema y sus posibles variaciones operativas (Santos-Martin & Lemon, 2016).

El escenario base corresponde a la condición de operación de la red de distribución de baja tensión sin la incorporación de sistemas fotovoltaicos residenciales. Este escenario representa el comportamiento inicial de la red cuando la demanda de los usuarios es abastecida desde el transformador de distribución y la potencia circula hacia las cargas residenciales. Este escenario sirve como referencia para comparar los cambios producidos por las nuevas condiciones de operación. En estudios de integración fotovoltaica, la comparación entre escenarios sin generación local y escenarios con distintos niveles de penetración permite identificar variaciones en las magnitudes eléctricas fundamentales de la red (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

El escenario base caracteriza el estado inicial de la red antes de evaluar cualquier modificación. Sin esta referencia, no sería posible identificar con claridad si las variaciones posteriores en tensión, flujos de potencia, corriente en los tramos principales, carga del transformador o pérdidas técnicas se deben realmente a la incorporación de nuevos elementos en la red. Thomson & Infield (2007) plantean que el análisis del flujo de potencia en sistemas de distribución con alta presencia de generación distribuida requiere cuantificar previamente los efectos técnicos sobre la red, especialmente cuando

se busca comparar el comportamiento convencional con escenarios de mayor penetración de generación local.

Desde un enfoque conceptual, el escenario base puede caracterizarse mediante variables como los perfiles de tensión en los nodos, los flujos de potencia en los tramos principales de la red, la corriente que circula por los conductores, la carga del transformador y las pérdidas técnicas. Estas variables describen la operación de la red antes de introducir cambios y sirven como referencia para interpretar su comportamiento posterior. En este tipo de análisis, la selección de magnitudes eléctricas fundamentales permite observar la operación de la red desde distintos puntos, como bornes del transformador, derivaciones y puntos de conexión de cargas (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

La caracterización de la red de distribución de baja tensión y de su escenario base es un paso necesario para el análisis técnico posterior. Al identificar la estructura de la red, los usuarios conectados, los tramos principales, los conductores, la demanda residencial y las variables de operación inicial, se establece una base comparativa coherente. Sobre esta base puede profundizarse en el papel del transformador de distribución, especialmente en relación con la carga que concentra y con la posibilidad de evaluar condiciones de alivio de carga en escenarios posteriores.

2.1.3 Transformador de distribución y alivio de carga

El transformador de distribución es un elemento fundamental dentro de una red de distribución de baja tensión, debido a que permite adecuar el nivel de tensión proveniente de la red primaria o de niveles superiores del sistema eléctrico a valores aptos para el suministro de los usuarios finales. En el contexto residencial, este equipo establece el enlace entre la infraestructura eléctrica ubicada aguas arriba y la red secundaria que entrega energía a los abonados. Su operación resulta determinante para el

comportamiento de la red, ya que desde este punto se abastecen los nodos y tramos principales que conducen la energía hacia las viviendas. En estudios de redes de baja tensión, el transformador suele representarse como el punto de conexión entre la red de media tensión y el circuito secundario, desde donde se evalúan variables como carga, corriente, pérdidas y condiciones de operación local (Majeed & Nwulu, 2022).

En una red secundaria, el transformador de distribución concentra la demanda agregada de varios usuarios residenciales conectados a la red de baja tensión. Cada vivienda presenta un consumo propio, asociado al uso de iluminación, electrodomésticos, equipos electrónicos y demás cargas domiciliarias; sin embargo, desde el punto de vista del transformador, estos consumos se combinan y se reflejan como una demanda conjunta. Por ello, el transformador no atiende una única carga, sino un conjunto de demandas variables que determinan su nivel de exigencia operativa en cada condición de funcionamiento. Esta característica explica por qué los estudios de redes residenciales suelen analizar la carga del transformador a partir de perfiles de demanda agregados y no únicamente desde cargas individuales aisladas (Masoum et al., 2012).

La carga del transformador puede entenderse como la potencia que este equipo debe entregar a la red secundaria para cubrir la demanda de los abonados residenciales en un momento determinado. Esta carga no permanece constante, ya que depende de los hábitos de consumo, del número de usuarios conectados, de la coincidencia horaria entre cargas y de las condiciones propias de operación de la red. En redes residenciales, las variaciones diarias de la demanda pueden producir periodos de mayor y menor utilización del transformador, lo que hace necesario analizar su comportamiento en función del perfil de consumo de los usuarios. Masoum et al. (2012) emplean curvas diarias de carga para evaluar cómo varía la carga del transformador en una red residencial de baja tensión bajo diferentes condiciones de operación.

Para interpretar adecuadamente la carga del transformador, es necesario diferenciar conceptualmente la potencia activa, la potencia reactiva y la potencia aparente. La potencia activa corresponde a la componente de potencia que se transforma en trabajo útil, iluminación, calor o movimiento dentro de las instalaciones de los usuarios. La potencia reactiva está asociada al intercambio de energía requerido por equipos con comportamiento inductivo o capacitivo, mientras que la potencia aparente representa el efecto conjunto de ambas componentes y expresa la exigencia total que el transformador debe soportar para atender la carga conectada. Esta distinción es relevante porque los transformadores de distribución se evalúan comúnmente mediante magnitudes como potencia aparente, potencia activa, corriente de operación y pérdidas asociadas a la carga (Majeed & Nwulu, 2022).

La cargabilidad del transformador se refiere al grado de utilización del equipo respecto a su capacidad nominal. Este concepto indica si el transformador opera con suficiente margen o si se aproxima a condiciones de mayor exigencia. Una cargabilidad moderada puede reflejar una operación con holgura, mientras que una cargabilidad elevada indica que el equipo trabaja más cerca de sus límites. En redes de baja tensión con penetración fotovoltaica, la cargabilidad del transformador muestra cómo cambia su nivel de utilización cuando la potencia demandada desde la red se reduce o cuando aparecen condiciones de flujo inverso (Majeed & Nwulu, 2022).

La cargabilidad también está relacionada con el comportamiento térmico del transformador. Las condiciones de carga influyen en variables internas como la temperatura del punto más caliente y la temperatura del aceite, las cuales están asociadas al envejecimiento del aislamiento y a la vida útil del equipo. Pezeshki et al. (2014) señalan que el impacto de la alta penetración fotovoltaica sobre transformadores de distribución debe analizarse considerando perfiles de carga, temperatura ambiente y condiciones

térmicas, debido a que estos factores influyen en la pérdida de vida del transformador. Por ello, una reducción de carga puede representar una condición operativa menos severa, siempre que el comportamiento eléctrico general de la red se mantenga dentro de condiciones adecuadas.

La demanda residencial influye directamente en la carga del transformador, debido a que los usuarios no consumen energía de forma uniforme durante todo el día. Existen periodos en los que el uso simultáneo de equipos eléctricos incrementa la demanda agregada, mientras que en otros horarios el consumo disminuye y el transformador opera con menor exigencia. Esta variabilidad diaria explica por qué el análisis del transformador debe considerar el comportamiento horario del consumo residencial y no únicamente la potencia instalada de las cargas. En estudios de redes residenciales con generación en techos, las curvas de carga diaria permiten comparar el comportamiento del transformador bajo diferentes niveles de penetración y distintos perfiles de consumo (Masoum et al., 2012).

El alivio de carga del transformador se entiende como la reducción de la potencia que este debe entregar a la red secundaria en comparación con una condición inicial de referencia. Conceptualmente, este alivio se produce cuando disminuye la demanda neta que debe ser cubierta desde el transformador. En una red residencial convencional, la potencia requerida por los abonados proviene principalmente del transformador; sin embargo, cuando parte de esa demanda es cubierta localmente, la potencia que debe circular desde el transformador hacia los usuarios puede reducirse. Esta relación entre generación local, demanda neta y carga del transformador ha sido analizada en redes de baja tensión para identificar cómo la integración fotovoltaica modifica los patrones de carga observados por el equipo de transformación (Pezeshki et al., 2014).

La reducción de la demanda neta puede asociarse con una operación menos exigida del transformador, ya que disminuye la potencia que debe circular desde este equipo hacia los tramos principales de la red. Masoum et al. (2012) muestran que la incorporación de generación fotovoltaica en techos puede modificar los patrones de carga del transformador, los perfiles de tensión y las pérdidas del sistema, dependiendo del nivel de penetración y del perfil de demanda considerado. En la misma línea, Majeed & Nwulu (2022) analizan cómo la penetración fotovoltaica modifica la carga operativa del transformador y permite identificar límites asociados al cambio de dirección del flujo de potencia en redes de baja tensión.

Sin embargo, el alivio de carga no debe interpretarse de manera aislada ni asumirse automáticamente como un beneficio técnico completo. La disminución de la potencia entregada por el transformador puede ser favorable para el equipo, pero el comportamiento general de la red también depende de otras variables, como los perfiles de tensión, los flujos de potencia en los tramos principales y las pérdidas técnicas. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) indican que la incorporación de sistemas fotovoltaicos conectados a redes urbanas de baja tensión puede producir variaciones en magnitudes como tensión, corriente y potencia activa, por lo que cualquier reducción de carga debe evaluarse junto con el comportamiento general del sistema.

En condiciones de alta generación local y baja demanda residencial, la potencia disponible en ciertos puntos de la red puede superar el consumo instantáneo de los usuarios cercanos. Bajo esa condición, puede aparecer flujo inverso de potencia, entendido como una circulación de potencia en sentido contrario al comportamiento convencional de la red secundaria. Majeed & Nwulu (2022) explican que el flujo inverso ocurre cuando la generación fotovoltaica supera la demanda local, pudiendo modificar la carga del transformador y generar condiciones que requieren límites específicos. Aunque

este fenómeno se desarrolla con mayor detalle en apartados posteriores, su mención resulta necesaria para comprender que el alivio de carga puede estar acompañado de cambios en la forma en que la potencia se desplaza dentro de la red.

El transformador de distribución es un punto clave para interpretar el comportamiento de una red residencial de baja tensión. Su carga y cargabilidad permiten conocer el nivel de exigencia impuesto por la demanda agregada de los abonados, mientras que el alivio de carga introduce la posibilidad de reducir la potencia requerida desde este equipo bajo ciertas condiciones de operación. A partir de estos conceptos se aborda el estudio de los sistemas fotovoltaicos residenciales, los cuales representan una forma de generación local capaz de modificar la demanda neta observada desde la red secundaria.

2.1.4 Sistemas fotovoltaicos residenciales

Los sistemas fotovoltaicos residenciales son instalaciones destinadas a producir energía eléctrica a partir de la irradiación solar disponible en viviendas o edificaciones de uso habitacional. Estos sistemas forman parte de las tecnologías de generación distribuida, debido a que la producción eléctrica se ubica cerca del punto de consumo y se conecta a redes de distribución de baja tensión. En este contexto, la generación fotovoltaica residencial se presenta como una alternativa de pequeña escala que permite incorporar recursos renovables dentro del entorno eléctrico de los usuarios residenciales (Camilo et al., 2016; Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

El principio básico de funcionamiento de un sistema fotovoltaico se fundamenta en la conversión de la irradiación solar en energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos. La irradiación solar representa el recurso energético incidente sobre la superficie de los módulos, mientras que la conversión fotovoltaica corresponde al proceso mediante el cual dicho recurso se transforma en electricidad. Esta energía se produce

inicialmente en corriente continua, por lo que requiere equipos complementarios que permitan su acondicionamiento y posterior utilización dentro de la instalación residencial o su vinculación con la red de distribución de baja tensión. En estudios de integración fotovoltaica residencial, la generación producida por estos sistemas se representa mediante perfiles asociados a la disponibilidad del recurso solar y a las condiciones de operación de la red (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

Los módulos fotovoltaicos constituyen el elemento principal del sistema, ya que son los encargados de captar la irradiación solar y generar energía eléctrica en corriente continua. Su producción depende de condiciones asociadas al recurso solar y a la instalación, como la orientación, la inclinación, el área disponible y la posible presencia de sombras. Aunque estos aspectos forman parte del diseño técnico de una instalación fotovoltaica, en el marco conceptual de este estudio permiten comprender que la generación residencial no es constante, sino que varía de acuerdo con las condiciones de disponibilidad solar y con la forma en que los módulos se encuentran instalados. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) consideran perfiles horarios de generación fotovoltaica para representar la producción de sistemas conectados a redes urbanas de baja tensión.

En aplicaciones residenciales, los sistemas fotovoltaicos suelen instalarse en techos, cubiertas u otras superficies disponibles de las viviendas. Esta ubicación permite aprovechar áreas existentes en la edificación sin requerir grandes extensiones de terreno, lo cual favorece su incorporación en entornos urbanos o residenciales. Camilo et al. (2016) señalan que la microgeneración fotovoltaica cercana a consumidores domésticos suele corresponder a sistemas de pequeña potencia instalados en techos de viviendas y conectados directamente a redes de baja tensión.

Además de los módulos, un sistema fotovoltaico residencial está conformado por otros componentes que permiten su funcionamiento eléctrico y mecánico. Entre ellos se encuentran la estructura de montaje, los conductores eléctricos, los dispositivos de protección, el inversor, el sistema de medición y el punto de conexión. La estructura de montaje proporciona soporte físico a los módulos; los conductores permiten transportar la energía generada; las protecciones contribuyen a operar la instalación bajo condiciones seguras; y el punto de conexión permite vincular el sistema con la instalación eléctrica de la vivienda. En conjunto, estos elementos hacen posible la integración de la generación fotovoltaica dentro del entorno residencial (Camilo et al., 2016).

El inversor cumple una función esencial dentro del sistema fotovoltaico residencial, ya que permite convertir la energía producida en corriente continua por los módulos en energía de corriente alterna. Esta conversión es necesaria porque las instalaciones residenciales y la red de distribución de baja tensión operan en corriente alterna. En este apartado, el inversor se entiende de forma funcional como el equipo que acondiciona la energía generada para que pueda ser utilizada en la vivienda o vinculada con la red, sin profundizar en sus estrategias internas de control ni en el análisis detallado de electrónica de potencia. Majeed & Nwulu (2022) describen que los inversores conectados a red permiten la inyección de corriente hacia el sistema eléctrico mediante una interfaz que sincroniza la operación con las condiciones de la red.

La relación entre el sistema fotovoltaica residencial y la instalación eléctrica de la vivienda se establece a través del punto de conexión. Desde este punto, la energía generada puede interactuar con las cargas del usuario y con la red de distribución de baja tensión, dependiendo de la configuración del sistema. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) indican que los sistemas fotovoltaicos conectados a red en entornos urbanos se encuentran vinculados con redes de baja tensión y que su comportamiento

debe entenderse considerando la relación entre generación, consumo y condiciones locales de la red.

Los sistemas fotovoltaicos residenciales también se relacionan con una participación más activa de los usuarios dentro del sistema eléctrico. En lugar de comportarse únicamente como consumidores, los usuarios que incorporan generación fotovoltaica pueden producir parte de la energía requerida en su instalación. Con ello, el usuario pasa de un modelo tradicional de consumo a un esquema en el que puede interactuar con la red mediante generación local. Nousdilis et al. (2018) señalan que el aumento de sistemas fotovoltaicos en redes de baja tensión se vincula con usuarios capaces de producir y consumir energía, modificando la interacción entre las instalaciones residenciales y la red.

Desde el punto de vista de la red de distribución de baja tensión, la presencia de sistemas fotovoltaicos residenciales puede modificar la demanda observada desde la red secundaria. Si parte de la energía requerida por una vivienda es producida localmente, la potencia demandada desde la red puede reducirse durante determinados periodos. Sin embargo, esta relación depende de la coincidencia entre la generación disponible y el consumo del usuario, por lo que el análisis completo de esta interacción corresponde al estudio del autoconsumo fotovoltaico residencial. Esta relación vincula los sistemas fotovoltaicos residenciales con la demanda neta que posteriormente será analizada en relación con el funcionamiento de la red (Camilo et al., 2016; Nousdilis et al., 2018).

En síntesis, los sistemas fotovoltaicos residenciales constituyen una forma de generación distribuida de pequeña escala asociada a usuarios residenciales y conectada a redes de baja tensión. Su comprensión requiere considerar la irradiación solar como recurso energético, los módulos como elementos de conversión, el inversor como equipo de acondicionamiento, los componentes de conexión y la relación funcional con la

instalación eléctrica de la vivienda. El siguiente apartado aborda el autoconsumo fotovoltaico residencial y la medición bidireccional, donde se explica cómo la energía generada localmente se relaciona con la demanda del usuario y con el posible intercambio energético con la red.

2.1.5 Autoconsumo fotovoltaico residencial y medición bidireccional

El autoconsumo fotovoltaico residencial se refiere al aprovechamiento de la energía eléctrica generada por un sistema fotovoltaico instalado en una vivienda para cubrir, total o parcialmente, la demanda del propio usuario. Bajo este esquema, la generación local se utiliza de manera prioritaria dentro de la instalación residencial, reduciendo la energía que debe ser tomada desde la red de distribución de baja tensión. Esta forma de operación introduce una relación más activa entre el usuario y la red, debido a que la vivienda deja de depender exclusivamente del suministro convencional y puede cubrir una parte de su consumo mediante generación propia (Camilo et al., 2016).

En redes de baja tensión, el autoconsumo se relaciona directamente con la ubicación de pequeños sistemas fotovoltaicos cerca de los consumidores domésticos. Esta cercanía entre generación y consumo permite que parte de la energía producida sea utilizada en el mismo lugar donde se demanda, antes de requerir energía adicional desde la red secundaria. Camilo et al. (2016) señalan que la microgeneración fotovoltaica próxima a usuarios residenciales ha incrementado su presencia y se presenta como una alternativa para facilitar la integración de fuentes renovables en redes de baja tensión.

La figura del usuario residencial también cambia dentro de este esquema. Cuando un abonado incorpora generación fotovoltaica en su vivienda, no se comporta únicamente como consumidor de energía, sino también como productor local. Este tipo de usuario se conoce como prosumidor, ya que puede consumir energía desde la red, producir energía para su propio consumo y, bajo determinadas condiciones, entregar excedentes hacia la

red. Esta noción permite comprender que el autoconsumo residencial no solo describe una tecnología instalada, sino también una nueva forma de interacción entre el usuario y la red de distribución (Camilo et al., 2016; Nousdilis et al., 2018).

La relación entre generación fotovoltaica y demanda residencial depende de la coincidencia temporal entre la energía producida y el consumo de la vivienda. Durante las horas de irradiación solar, el sistema fotovoltaico puede generar energía que coincida parcial o totalmente con la demanda del usuario. Si la generación disponible es menor que el consumo instantáneo, la energía producida se utiliza localmente y la red suministra la diferencia. Si la generación se aproxima al consumo, la demanda tomada desde la red disminuye de manera importante. Por esta razón, el efecto del autoconsumo no depende únicamente de la potencia instalada, sino también del momento en que se produce y consume la energía (Nousdilis et al., 2018).

Cuando la generación fotovoltaica supera la demanda instantánea de la vivienda, aparece un excedente de energía que no es consumido localmente en ese momento. Dicho excedente puede gestionarse de distintas formas según el esquema técnico y regulatorio correspondiente, como almacenamiento, limitación de inyección o entrega hacia la red de distribución. Camilo et al. (2016) explican que los prosumidores pueden operar mediante consumo desde la red, inyección hacia la red o consumo de su propia producción, incluyendo esquemas donde el excedente puede almacenarse para ser utilizado posteriormente.

A partir de esta relación se introduce el concepto de demanda neta, entendido como la demanda que finalmente debe ser cubierta desde la red luego de considerar la generación fotovoltaica disponible en la vivienda. Cuando una parte del consumo residencial es abastecida por generación local, la demanda neta disminuye; si la generación cubre completamente la demanda instantánea, la potencia requerida desde la

red puede reducirse. En condiciones de excedente, la demanda neta puede llegar a ser negativa desde la perspectiva del intercambio con la red, debido a que la generación disponible supera el consumo local. Majeed & Nwulu (2022) plantean esta relación mediante la diferencia entre la potencia de carga y la potencia fotovoltaica, señalando que el flujo inverso aparece cuando la generación supera la demanda local.

La tasa de autoconsumo indica qué parte de la energía fotovoltaica generada es aprovechada directamente por el propio usuario. Desde una perspectiva conceptual, una mayor tasa de autoconsumo implica que una fracción más alta de la generación local se utiliza dentro de la instalación residencial, reduciendo la energía excedente que podría ser enviada a la red. Nousdilis et al. (2018) emplean el concepto de self-consumption ratio para representar la proporción de energía fotovoltaica producida que es consumida en el sitio, lo que permite evaluar el grado de coincidencia entre generación y consumo del prosumidor.

La medición bidireccional adquiere importancia cuando el sistema de autoconsumo permite intercambio energético en ambos sentidos. A diferencia de una medición convencional, orientada principalmente a registrar la energía consumida desde la red, la medición bidireccional registra tanto la energía tomada por el usuario como la energía entregada hacia la red. De esta manera, el medidor se convierte en un elemento necesario para registrar el comportamiento energético del abonado cuando existe generación local y posibilidad de excedentes.

Desde un punto de vista técnico, la medición bidireccional puede complementarse con infraestructuras de medición avanzada, conocidas como AMI por sus siglas en inglés, Advanced Metering Infrastructure. Este tipo de infraestructura no se limita al registro convencional de energía, sino que integra medidores inteligentes, sistemas de comunicación y plataformas de gestión de datos que permiten el intercambio de

información entre el equipo de medición instalado en el usuario y los sistemas de la empresa distribuidora. En este esquema, los medidores inteligentes pueden enviar lecturas periódicas, responder a lecturas bajo demanda, registrar eventos de operación, generar alarmas y aportar información para la construcción de perfiles de carga e instrumentación eléctrica, como tensión, corriente, demanda y factor de potencia (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, n.d.).

En el contexto local, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. ha iniciado procesos de modernización de la medición eléctrica mediante la instalación de medidores AMI en sectores urbanos de Cuenca, principalmente en el centro de la ciudad y en el Parque Industrial. Estos equipos son descritos como dispositivos inteligentes capaces de registrar y transmitir el consumo de energía eléctrica en tiempo real, permitir lecturas remotas sin visitas presenciales, detectar anomalías en el suministro y facilitar una gestión más eficiente del servicio eléctrico. Esta referencia resulta pertinente para la presente investigación, debido a que el escenario base se ubica en una red de baja tensión de la ciudad de Cuenca, dentro del área de servicio de CENTROSUR (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., 2025).

La utilidad de los sistemas AMI también se relaciona con la automatización de procesos comerciales y operativos de la distribuidora. Entre sus aplicaciones se encuentran la reducción de errores de lectura, la eliminación de estimaciones de consumo, la emisión de alertas por consumos inusuales, la detección temprana de problemas y la gestión remota de procesos como lectura, corte y reconexión del servicio. En sistemas con generación distribuida, estas funcionalidades adquieren mayor relevancia porque permiten mejorar el seguimiento del intercambio energético entre usuario y red, especialmente cuando existen excedentes de generación que requieren medición en ambos sentidos (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., n.d.-a).

Para sistemas fotovoltaicos bajo esquemas de autoconsumo, la medición bidireccional permite diferenciar la energía importada desde la red y la energía exportada hacia la red cuando existen excedentes de generación. En la modalidad de autoabastecimiento individual local, la normativa ecuatoriana establece que, cuando el SGDA inyecta excedentes, la distribuidora debe instalar un medidor bidireccional en el punto de entrega del consumidor regulado, con capacidad para registrar la energía consumida y la energía inyectada. Por ello, la medición no cumple únicamente una función comercial, sino también una función técnica, al permitir identificar el intercambio energético real entre el usuario con generación distribuida y la red de distribución (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

En el procedimiento aplicado por CENTROSUR para Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento, una vez verificada la correcta operación del SGDA y cumplidas las condiciones establecidas en la factibilidad de conexión, se contempla el cambio del medidor del cliente y la instalación de un sistema de medición bidireccional conforme a la normativa vigente. Esta condición vincula el marco regulatorio nacional con la práctica operativa de la distribuidora local, reforzando la importancia de la medición bidireccional dentro del análisis del autoconsumo fotovoltaico en redes de baja tensión de Cuenca (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., n.d.-b).

El registro del intercambio energético diferencia las situaciones de consumo desde la red, autoconsumo local e inyección de excedentes. Esta distinción es importante porque el comportamiento de una vivienda con generación fotovoltaica no es uniforme durante todo el día. En ciertos periodos puede requerir energía desde la red, en otros puede cubrir su demanda con generación propia y, bajo condiciones de alta generación y baja demanda, puede presentar energía excedente. Mediante la medición bidireccional pueden

identificarse estos cambios y relacionarse con la operación de la red de distribución de baja tensión.

El autoconsumo fotovoltaico debe comprenderse como una interacción dinámica entre generación local, demanda del usuario e intercambio con la red. Esta interacción puede modificar la potencia observada desde la red secundaria, debido a que parte del consumo residencial puede ser cubierta localmente y no necesariamente desde el transformador de distribución. Nousdilis et al. (2018) señalan que el comportamiento de los prosumidores y su nivel de autoconsumo influyen en la cantidad de potencia que puede ser inyectada hacia redes de baja tensión con alta presencia fotovoltaica.

2.1.6 Conexión de sistemas fotovoltaicos residenciales a la red mediante inversor

Los sistemas fotovoltaicos residenciales producen energía eléctrica a partir de la irradiación solar mediante módulos fotovoltaicos, cuya salida eléctrica se obtiene en corriente continua. Esta característica hace necesario incorporar un equipo que permita acondicionar dicha energía antes de su utilización en una instalación residencial o de su interacción con la red de distribución de baja tensión. Las viviendas y la red eléctrica operan en corriente alterna, por lo que la conexión de un sistema fotovoltaico residencial a la red requiere una etapa de conversión que haga compatible la energía generada con las condiciones eléctricas del sistema (Camilo et al., 2016; Majeed & Nwulu, 2022).

El inversor conectado a red cumple esta función de conversión entre la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos y la corriente alterna utilizada por las cargas residenciales y por la red de distribución de baja tensión. Desde una perspectiva funcional, el inversor actúa como el equipo de enlace entre la generación fotovoltaica y la instalación eléctrica del usuario. Su importancia radica en que permite que la energía producida localmente pueda ser aprovechada en la vivienda y, cuando las condiciones de operación lo permiten, pueda interactuar con la red secundaria (Majeed & Nwulu, 2022).

Además de convertir corriente continua en corriente alterna, el inversor cumple una función de acondicionamiento eléctrico de la energía generada. Esto implica que la energía entregada por el sistema fotovoltaico debe ajustarse a condiciones compatibles con la red, principalmente en términos de tensión, frecuencia y forma de suministro. Camilo et al. (2016) señalan que la incorporación de convertidores electrónicos de potencia ha sido un factor importante en el cambio de operación de las redes de baja tensión, debido a que estos equipos permiten la interfaz entre los sistemas renovables y la red existente.

La conexión del inversor con la instalación residencial permite que la energía generada por los módulos fotovoltaicos sea utilizada por las cargas del usuario. En una condición de generación disponible, la vivienda puede consumir parte o la totalidad de la energía producida localmente, reduciendo la potencia requerida desde la red de distribución de baja tensión. Esta interacción entre generación fotovoltaica, instalación residencial y red secundaria debe entenderse como una relación dinámica, debido a que depende de la producción instantánea del sistema y del comportamiento de la demanda del usuario (Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro, 2022).

Cuando la generación fotovoltaica supera la demanda instantánea de la vivienda y el esquema de conexión lo permite, el inversor también posibilita la entrega de potencia hacia la red. En este caso, el equipo no solo cumple una función interna dentro de la instalación residencial, sino que actúa como interfaz eléctrica entre la generación local y la red secundaria. Majeed & Nwulu (2022) describen la interfaz inversor-red como el medio mediante el cual un sistema fotovoltaico conectado puede transferir potencia hacia el sistema eléctrico en el punto de conexión.

El sincronismo del inversor con la red puede entenderse de forma general como la capacidad del equipo para operar acoplado a las condiciones eléctricas existentes en el

punto de conexión. En términos funcionales, los inversores conectados a red incorporan mecanismos internos que les permiten trabajar de manera compatible con la tensión y la frecuencia del sistema eléctrico. Esta compatibilidad es necesaria para que la energía producida por los módulos fotovoltaicos pueda integrarse adecuadamente a la instalación residencial y a la red de distribución de baja tensión, sin que sea necesario desarrollar en este apartado el control interno del equipo (Majeed & Nwulu, 2022).

Los inversores conectados a red también se relacionan con la operación de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos y residenciales. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) analizan sistemas fotovoltaicos conectados a redes urbanas de baja tensión y muestran que su comportamiento debe comprenderse considerando la relación entre generación, consumo y condiciones locales de la red. Aunque el efecto detallado sobre tensión, corriente y flujos de potencia corresponde a apartados posteriores, esta relación permite reconocer la importancia del inversor como parte de la conexión funcional entre el sistema fotovoltaico y la red secundaria.

En redes de baja tensión con presencia fotovoltaica, los inversores permiten que la potencia generada pueda ser utilizada en la instalación del usuario o transferida hacia la red cuando existan excedentes. Esta función debe entenderse desde un enfoque general, sin profundizar en estrategias avanzadas de regulación, control de potencia reactiva o diseño electrónico del convertidor. La integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución puede asociarse con desafíos de operación, por lo que el inversor constituye un elemento clave para lograr una conexión compatible entre la generación local y la red eléctrica (Chaudhary & Rizwan, 2018).

La función del inversor también se relaciona con el concepto de demanda neta desarrollado previamente. Cuando la energía generada por el sistema fotovoltaico es utilizada dentro de la vivienda, la potencia que debe ser tomada desde la red puede

disminuir. En cambio, si la generación excede el consumo local, el punto de conexión puede registrar una interacción distinta con la red secundaria. En ambos casos, el inversor actúa como el equipo que permite que la energía fotovoltaica se integre eléctricamente a la instalación residencial y que dicha integración se refleje en el intercambio de potencia con la red (Majeed & Nwulu, 2022).

El análisis de los inversores dentro de este marco conceptual no busca estudiar su diseño interno, sus etapas electrónicas ni sus estrategias específicas de control. Su tratamiento se orienta a comprender su función dentro del sistema fotovoltaico residencial conectado a la red: convertir la energía de corriente continua en corriente alterna, acondicionar la energía generada, operar de forma compatible con la tensión y frecuencia del sistema eléctrico y permitir la interacción entre la vivienda y la red de distribución de baja tensión.

La conexión de sistemas fotovoltaicos residenciales mediante inversores permite establecer el vínculo técnico entre la generación local y la red secundaria. A partir de esta relación, resulta necesario considerar que dicha conexión no se produce únicamente por criterios técnicos internos del usuario, sino también dentro de un marco regulatorio que define condiciones de habilitación, conexión, medición e interacción con la red. Por ello, el siguiente desarrollo conceptual se orienta al marco normativo ecuatoriano aplicable al autoconsumo fotovoltaico residencial.

2.1.7 Marco normativo ecuatoriano aplicable al autoconsumo fotovoltaico residencial

La incorporación de sistemas fotovoltaicos residenciales en redes de distribución de baja tensión requiere considerar el marco normativo ecuatoriano, debido a que la conexión de generación local no depende únicamente del diseño de la instalación del usuario, sino también de las disposiciones regulatorias aplicables a su habilitación,

conexión, operación, medición y mantenimiento. En el caso del autoconsumo fotovoltaico residencial, la normativa permite contextualizar bajo qué condiciones un consumidor regulado puede instalar generación distribuida para cubrir parte de su demanda eléctrica y, cuando corresponda, interactuar con la red de distribución (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La Regulación Nro. ARCONEL-005/24 Codificada constituye el documento principal para el análisis del autoconsumo fotovoltaico residencial en Ecuador, al establecer el marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica. La regulación Nro. ARCONEL-005/24 Codificada constituye el principal marco normativo considerado para el autoconsumo fotovoltaico residencial en Ecuador. Entre sus disposiciones se incluyen los requisitos relacionados con la habilitación y conexión de los sistemas de generación distribuida, las condiciones para su operación y mantenimiento, así como los aspectos vinculados con la medición y facturación de la energía de los consumidores regulados que disponen un SGDA (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

De acuerdo con la Regulación ARCONEL-005/24 Codificada, un Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento corresponde al conjunto de equipos destinados a la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable no convencional para el autoabastecimiento de consumidores finales y que se conectan a una red de distribución. Los sistemas fotovoltaicos residenciales quedan así ubicados dentro de una categoría técnico-regulatoria específica, ya que emplean el recurso solar como fuente renovable no convencional y se orientan al suministro parcial o total de la demanda del propio consumidor (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La misma regulación define al consumidor regulado como la persona natural o jurídica que, mediante la suscripción de un contrato de suministro, se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público general. Esta condición es importante porque el autoconsumo fotovoltaico residencial se analiza dentro del contexto de usuarios que permanecen vinculados a la empresa distribuidora y a la red de distribución de baja tensión. Por tanto, la existencia de generación local no elimina la relación del usuario con el sistema eléctrico, sino que modifica la forma en que parte de su demanda puede ser abastecida (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La empresa distribuidora cumple un papel relevante en la viabilidad de conexión de un SGDA. La Regulación ARCONEL-005/24 Codificada establece que la factibilidad de conexión para autoabastecimiento es el documento emitido por la entidad competente en el que se manifiesta que es factible la conexión de un SGDA y se establecen las condiciones para su conexión y operación. La factibilidad de conexión no representa únicamente una autorización administrativa, sino también una evaluación previa de las condiciones bajo las cuales el sistema puede vincularse a la red de distribución sin afectar su operación normal (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

En este proceso, la evaluación de factibilidad no se limita a una revisión documental, sino que puede incluir estudios técnicos realizados por la distribuidora. Para los SGDA de Categoría 1, la regulación contempla estudios como flujos de potencia, análisis de desbalance de voltaje y análisis de fallas. Para los SGDA de Categoría 2, se incluyen además el análisis de regulación de voltaje en estado estable y, cuando se trata de proyectos superiores a 1 MW, estudios de estabilidad. Esta condición relaciona el marco normativo con el enfoque técnico de la investigación, ya que la conexión de

generación distribuida debe verificarse considerando el comportamiento eléctrico de la red (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

El certificado de habilitación también forma parte del proceso regulatorio asociado al SGDA. De acuerdo con la Regulación ARCONEL-005/24 Codificada, este certificado es el documento administrativo otorgado por la empresa eléctrica distribuidora para la construcción, instalación, operación y mantenimiento de un SGDA. La implementación de un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento requiere cumplir etapas previas de revisión, validación y autorización antes de que el sistema pueda operar formalmente conectado a la red (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La Regulación ARCONEL-005/24 Codificada contempla distintas modalidades generales de autoabastecimiento. Estas incluyen esquemas individuales y múltiples, tanto locales como remotos. En el ámbito residencial, esta clasificación permite reconocer que el autoabastecimiento puede asociarse a una sola cuenta contrato ubicada en el mismo inmueble donde se instala el SGDA, o a configuraciones con varios consumidores vinculados a una misma instalación, según las condiciones establecidas por la regulación. En esta investigación, dichas modalidades se consideran como referencia normativa general para contextualizar la conexión de sistemas fotovoltaicos residenciales, sin desarrollar cada una como un caso independiente de análisis (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

El punto de conexión para autoabastecimiento es otro elemento importante dentro del marco normativo. La Regulación ARCONEL-005/24 Codificada lo define como la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de la distribuidora y las instalaciones de un SGDA. Esta definición permite relacionar el análisis técnico de la red con el lugar donde se materializa la interacción entre la generación local y la

infraestructura de distribución. Desde esta perspectiva, el punto de conexión no solo tiene importancia regulatoria, sino también técnica, porque constituye la referencia desde la cual se evalúa la integración del sistema fotovoltaico a la red de distribución de baja tensión (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La medición cumple una función esencial en consumidores regulados con SGDA. La Regulación ARCONEL-005/24 Codificada incluye disposiciones sobre el sistema de medición y la determinación de la energía neta y facturable. En los esquemas donde existe inyección de excedentes hacia la red, la medición debe permitir diferenciar la energía tomada desde la red y la energía entregada por el SGDA, lo que justifica el uso de medición bidireccional según la modalidad aplicable. De esta manera, el sistema de medición permite registrar el intercambio energético entre el consumidor regulado y la red de distribución (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

La posibilidad de inyección de excedentes permite comprender que el autoconsumo fotovoltaico residencial no siempre se limita al consumo instantáneo de la energía generada dentro de la vivienda. Cuando la generación local supera la demanda del usuario y el esquema de conexión lo permite, la energía excedente puede interactuar con la red de distribución de baja tensión. Esta condición vuelve necesaria considerar tanto los aspectos regulatorios de conexión y medición como las condiciones técnicas de operación de la red, debido a que el intercambio energético puede modificar el comportamiento eléctrico observado en el punto de conexión y en los tramos principales de la red (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a).

Además del marco específico de generación distribuida para autoabastecimiento, la calidad del servicio eléctrico constituye un aspecto complementario que debe considerarse. La Regulación Nro. ARCONEL-009/24, denominada “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, establece indicadores, índices y

límites de calidad del servicio de distribución y comercialización. En esta regulación, la calidad del producto incluye el nivel de voltaje, las perturbaciones rápidas de voltaje, la distorsión armónica de voltaje y el desequilibrio de voltaje. Para el enfoque de este trabajo, estos elementos permiten contextualizar la importancia de observar parámetros asociados al comportamiento de la red, especialmente el nivel de voltaje y las condiciones generales de operación, sin convertir el estudio en un análisis profundo de armónicos o fenómenos transitorios (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024b).

La factibilidad técnica de un sistema fotovoltaico residencial no depende únicamente de la existencia de una regulación que permita el autoabastecimiento. También requiere verificar que la red de distribución de baja tensión mantenga condiciones operativas adecuadas ante la incorporación de generación local. Por esta razón, el marco normativo se emplea como referencia técnico-regulatoria para contextualizar la conexión, habilitación, medición e interacción del SGDA con la red, mientras que la evaluación eléctrica debe considerar variables como la tensión en los nodos, la carga del transformador de distribución, los flujos de potencia en los tramos principales y las pérdidas técnicas. Esta relación entre regulación y comportamiento eléctrico conduce al análisis de los impactos técnicos del autoconsumo fotovoltaico en redes de baja tensión (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024a, 2024b).

2.1.8 Parámetros técnicos de evaluación y delimitación de calidad de red

La evaluación del impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico residencial en una red de distribución de baja tensión requiere definir previamente un conjunto de parámetros que permitan interpretar el comportamiento eléctrico del sistema de manera integral. Estos parámetros funcionan como criterios conceptuales para comparar la condición inicial de la red con los escenarios en los que se incorpora generación fotovoltaica residencial. Aunque el alivio de carga del transformador constituye uno de

los ejes principales del estudio, su análisis no puede separarse del comportamiento de la tensión, los flujos de potencia, las pérdidas técnicas, la cargabilidad de los elementos principales y las condiciones generales de operación de la red secundaria.

La integración de generación fotovoltaica en redes de distribución no puede evaluarse mediante una sola variable, debido a que sus efectos dependen de la configuración de la red, la ubicación de los sistemas, el nivel de incorporación fotovoltaica, la demanda local y las restricciones operativas existentes. En este sentido, los estudios sobre capacidad de alojamiento fotovoltaica muestran que la incorporación de generación distribuida puede estar limitada por aspectos como calidad de tensión, desequilibrio, corriente máxima de elementos y condiciones específicas de cada red. Esta perspectiva permite comprender que la evaluación técnica debe considerar varios parámetros de forma conjunta y no únicamente la reducción de demanda observada desde el transformador (Fatima et al., 2020).

La literatura revisada evidencia que no existe un único indicador capaz de determinar por sí solo el nivel técnicamente admisible de integración fotovoltaica en una red de baja tensión. Fatima et al. (2020) señalan que la capacidad de alojamiento depende de las condiciones particulares de la red y que las restricciones de tensión constituyen uno de los factores limitantes más frecuentes. De forma complementaria, Umoh et al. (2023) identifican la magnitud de tensión, los límites térmicos y la cargabilidad de líneas, cables y transformadores entre los principales indicadores utilizados en estudios recientes de capacidad de alojamiento. Esta diversidad de criterios demuestra que un mismo porcentaje de penetración fotovoltaica puede producir efectos distintos según la topología, impedancia, ubicación de los sistemas y comportamiento de la demanda. En consecuencia, los niveles de penetración empleados en esta investigación deben

interpretarse como escenarios comparativos aplicados específicamente a la red asociada al transformador 5504 y no como límites universales de penetración fotovoltaica.

La tensión en los nodos constituye uno de los parámetros principales para evaluar el comportamiento de una red de distribución de baja tensión. Este parámetro permite observar si los puntos de conexión de los usuarios residenciales mantienen condiciones adecuadas de suministro y si se presentan variaciones asociadas a cambios en la demanda neta o en la circulación de potencia. En estudios de integración fotovoltaica, la tensión adquiere especial importancia porque una mayor presencia de generación local puede modificar el perfil de voltaje de la red, especialmente en nodos alejados del transformador o en puntos con alta concentración de generación. Torquato et al. (2018) identifican la sobretensión como una de las restricciones relevantes en sistemas de baja tensión con generación fotovoltaica en techos.

La carga del transformador de distribución y su cargabilidad permiten valorar el nivel de exigencia operativa del equipo frente a la demanda agregada de los abonados residenciales. La carga representa la potencia que el transformador debe entregar en una condición determinada, mientras que la cargabilidad expresa el grado de utilización del equipo respecto a su capacidad nominal. Este parámetro es fundamental para analizar el alivio de carga, ya que una reducción de la demanda neta puede reflejarse en una menor utilización del transformador durante ciertos periodos. No obstante, bajo condiciones de alta generación local y baja demanda también pueden aparecer condiciones de circulación de potencia hacia el transformador, por lo que la carga debe interpretarse junto con el sentido de los flujos de potencia (Majeed & Nwulu, 2022).

Los flujos de potencia en los tramos principales de la red permiten comprender cómo se distribuye la potencia entre el transformador de distribución y los usuarios residenciales. En una condición convencional, la potencia circula principalmente desde

el transformador hacia los nodos de consumo. Con la incorporación de generación local, la magnitud de estos flujos puede disminuir, redistribuirse o, bajo determinadas condiciones, cambiar de dirección. Uruel-Sanz & Perpiñán-Lamigueiro (2022) muestran que la implementación de sistemas fotovoltaicos conectados a redes urbanas de baja tensión modifica magnitudes eléctricas como tensión, corriente y potencia activa, por lo que el análisis de flujos resulta necesario para interpretar el comportamiento de la red.

El flujo inverso representa una condición posible cuando la generación local supera la demanda instantánea de los usuarios cercanos. En esa situación, la potencia puede circular desde los puntos de generación hacia otros sectores de la red o hacia el transformador de distribución. Esta condición no debe asumirse automáticamente como una falla, pero sí constituye un cambio relevante frente al comportamiento convencional de la red secundaria. Hasheminamin et al. (2015) relacionan los fenómenos de elevación de tensión y flujo inverso con escenarios de alta incorporación fotovoltaica, mientras que Majeed & Nwulu (2022) destacan que el flujo inverso puede incidir sobre las condiciones de carga de transformadores en redes de baja tensión integradas con generación solar fotovoltaica.

Otro aspecto relevante identificado en la literatura es la sensibilidad de los resultados frente a la ubicación y distribución de los sistemas fotovoltaicos. Los enfoques determinísticos permiten estudiar condiciones específicas de operación, pero no representan necesariamente todas las combinaciones posibles de generación y demanda. Qammar et al. (2024), mediante un enfoque probabilístico aplicado a redes de baja tensión con alta presencia fotovoltaica, muestran que factores como la distancia de los nodos, el número de consumidores, la impedancia y la longitud del alimentador influyen en la capacidad de integración de recursos distribuidos. Por tanto, la ubicación de los sistemas fotovoltaicos constituye una variable que debe considerarse al interpretar los resultados

de penetración. En el presente estudio, los escenarios de 20 %, 60 %, 80 % y 100 % permiten analizar realizaciones específicas sobre la red modelada, por lo que sus resultados caracterizan dichas condiciones simuladas y no todas las distribuciones posibles de usuarios con generación fotovoltaica.

Las pérdidas técnicas son otro parámetro necesario para evaluar la eficiencia operativa de una red de distribución de baja tensión. Estas pérdidas se asocian principalmente con la circulación de corriente por los conductores y otros elementos eléctricos de la red. Cuando la generación local es consumida cerca del punto donde se produce, la potencia que debe circular desde el transformador hacia determinados usuarios puede disminuir, lo que puede contribuir a reducir pérdidas en algunos tramos. Sin embargo, este comportamiento no es automático, ya que depende de la ubicación de los sistemas fotovoltaicos, de la demanda simultánea y de la forma en que se redistribuyen los flujos de potencia. Gawlak & Kornatka (2024) señalan que el impacto de la generación fotovoltaica sobre las pérdidas en redes de baja tensión debe analizarse considerando la energía incorporada por las instalaciones y su ubicación dentro de la red.

La cargabilidad de conductores y de los tramos principales de la red puede considerarse como un parámetro complementario cuando el modelo de análisis permite observar el nivel de utilización de estos elementos. Este parámetro ayuda a identificar si la corriente que circula por los conductores se mantiene dentro de condiciones admisibles o si ciertos tramos presentan mayor exigencia operativa. Masoum et al. (2012) destacan que, al analizar sistemas fotovoltaicos en techos dentro de redes residenciales, no solo debe considerarse el comportamiento del transformador, sino también los efectos sobre conductores, perfiles de tensión y condiciones generales de la red. Por ello, la cargabilidad de los tramos principales complementa la evaluación del transformador y permite una lectura más completa del sistema.

El desequilibrio de fases puede incorporarse como parámetro complementario cuando la red se representa mediante un modelo trifásico y cuando la información disponible permite analizar la distribución de cargas y generación entre fases. En redes residenciales de baja tensión, las cargas pueden distribuirse de manera no uniforme, y la incorporación de generación fotovoltaica en determinados puntos puede acentuar diferencias entre fases si no existe una asignación equilibrada. En esta investigación, este parámetro se considera únicamente como un aspecto complementario, debido a que su análisis depende del nivel de detalle del modelo y de la disponibilidad de información por fase.

La capacidad de alojamiento fotovoltaica constituye una referencia conceptual útil para comprender que una red tiene límites técnicos frente a la incorporación de generación distribuida. Este concepto se relaciona con la cantidad de generación que puede integrarse sin producir violaciones operativas relevantes. Torquato et al. (2018) analizan la capacidad de alojamiento en sistemas reales de baja tensión considerando restricciones como calidad de tensión y carga de equipos, mientras que Fatima et al. (2020) explican que los factores limitantes pueden variar según la topología, las condiciones de red, la ubicación de la generación y los criterios de evaluación adoptados. En esta investigación, este enfoque se utiliza únicamente como apoyo conceptual para justificar la evaluación conjunta de varios parámetros técnicos.

Desde la perspectiva normativa ecuatoriana, la calidad del servicio de distribución incluye atributos asociados al producto eléctrico entregado al usuario. La Regulación Nro. ARCONEL-009/24 identifica dentro de la calidad del producto aspectos como el nivel de voltaje, las perturbaciones rápidas de voltaje, la distorsión armónica de voltaje y el desequilibrio de voltaje (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2024b). Para el enfoque de este estudio, esta referencia permite contextualizar la importancia de

observar el nivel de tensión y, si el modelo lo permite, el desequilibrio de tensión, sin convertir el análisis en un estudio profundo de calidad de energía.

La delimitación de calidad de red resulta necesaria para mantener el análisis dentro del alcance técnico de la investigación. Aunque fenómenos como armónicos, distorsión armónica total, perturbaciones rápidas de voltaje, transitorios, protecciones avanzadas y control interno de inversores forman parte de estudios más amplios de calidad de energía, su evaluación detallada requiere modelos, mediciones y criterios específicos que exceden el propósito central de este trabajo. Por ello, dichos fenómenos se reconocen como aspectos relevantes dentro de la operación de redes eléctricas, pero no constituyen el eje principal del análisis.

En consecuencia, la evaluación se concentra en variables observables mediante el comportamiento de la red en régimen permanente, principalmente tensión en nodos, carga del transformador, flujos de potencia, pérdidas técnicas, cargabilidad de tramos principales y posible flujo inverso. El desequilibrio de fases se considerará únicamente si el modelo de red y la información disponible permiten representarlo de forma adecuada. Con esta delimitación se mantiene la coherencia entre el objetivo de la investigación, el alcance del modelo y los resultados técnicos esperados.

Estos parámetros completan el marco conceptual utilizado para interpretar el impacto del autoconsumo fotovoltaico residencial en la red de distribución de baja tensión. El alivio de carga del transformador debe analizarse junto con las variaciones de tensión, los flujos de potencia, las pérdidas técnicas y la utilización de los elementos principales de la red. La evaluación técnica no se limita a verificar una reducción de demanda, sino que busca establecer si dicha reducción ocurre bajo condiciones operativas adecuadas para la red secundaria y para los abonados residenciales conectados.

La selección conjunta de estos indicadores coincide con la tendencia reciente de evaluación de redes de baja tensión con alta penetración de tecnologías distribuidas. Kotsonias et al. (2025), en una revisión de los desafíos operativos de las redes de baja tensión, señalan que la incorporación masiva de tecnologías como los sistemas fotovoltaicos exige considerar problemas asociados con regulación de tensión, congestión y operación de los alimentadores, en lugar de evaluar únicamente la cantidad de generación instalada. De igual manera, Gawlak & Kornatka (2024) muestran que el efecto de la generación fotovoltaica sobre las pérdidas de una red de baja tensión depende del comportamiento energético de los prosumidores y de las condiciones particulares de la red. En conjunto, estos estudios respaldan un enfoque de evaluación multidimensional, en el cual la reducción de carga del transformador debe interpretarse simultáneamente con la tensión, los flujos de potencia y las pérdidas técnicas.

Con esta base conceptual, el siguiente capítulo desarrolla la metodología empleada para modelar la red de distribución de baja tensión, definir los escenarios de autoconsumo fotovoltaico residencial y evaluar los parámetros técnicos seleccionados mediante simulaciones de flujo de carga en DIgSILENT PowerFactory.

CAPÍTULO III

3.1 Desarrollo metodológico

El presente capítulo describe el procedimiento seguido para analizar el impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico en el alivio de carga de una red de distribución de baja tensión. La metodología se desarrolló a partir de información técnica de la red real asociada al sector Puertas del Sol, el procesamiento de datos de cargabilidad, puntos de carga y luminarias, y la construcción del modelo eléctrico en el simulador DIgSILENT PowerFactory. La investigación no contempló una campaña continua de medición en campo, sino el procesamiento y modelado de la información técnica disponible de la red de estudio. El caso de estudio seleccionado corresponde al transformador de distribución 5504, debido a que en la matriz de evaluación de cargabilidad presentó una utilización de 118,30 %.

3.1.1 Enfoque de la investigación

La investigación se plantea con un enfoque cuantitativo, aplicado y de tipo técnico-simulativo. Es cuantitativo porque el comportamiento de la red se evalúa mediante variables eléctricas medibles, tales como voltajes en los nodos, corrientes en conductores, potencia activa y reactiva, potencia aparente del transformador y cargabilidad, y las pérdidas técnicas. Es aplicado porque utiliza información de una red de baja tensión existente para estudiar un problema real: la sobrecarga del transformador de distribución. Finalmente, es técnico-simulativo porque la comparación de escenarios se realiza mediante flujos de potencia ejecutados en DIgSILENT PowerFactory, con el propósito de representar el comportamiento eléctrico de la red antes y después de añadir sistemas fotovoltaicos bajo esquemas de autoconsumo.

El procedimiento metodológico se estructuró en siete etapas principales: selección del transformador de estudio, delimitación de la red de baja tensión, levantamiento y

depuración de datos, construcción del modelo en DIgSILENT, dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos, definición de escenarios de penetración y análisis comparativo de los resultados. Esta secuencia permite mantener trazabilidad entre la información original, el modelo digital y los indicadores utilizados para evaluar el alivio de carga.

3.2 Desarrollo de la propuesta

La propuesta desarrollada en esta investigación se centra en la incorporación de sistemas fotovoltaicos residenciales en la red de baja tensión asociada al transformador 5504. El desarrollo parte de la selección del caso de estudio y la delimitación del circuito, continúa con la construcción del modelo eléctrico en DIgSILENT PowerFactory y la representación de las cargas conectadas, y posteriormente incorpora distintos niveles de penetración fotovoltaica. Sobre estos escenarios se revisan los cambios en la cargabilidad del transformador, los niveles de tensión y las pérdidas técnicas de la red. La propuesta se limita al comportamiento eléctrico del sistema bajo condiciones de simulación en régimen permanente, por lo que no incluye un diseño constructivo definitivo de cada instalación fotovoltaica ni un presupuesto de implementación.

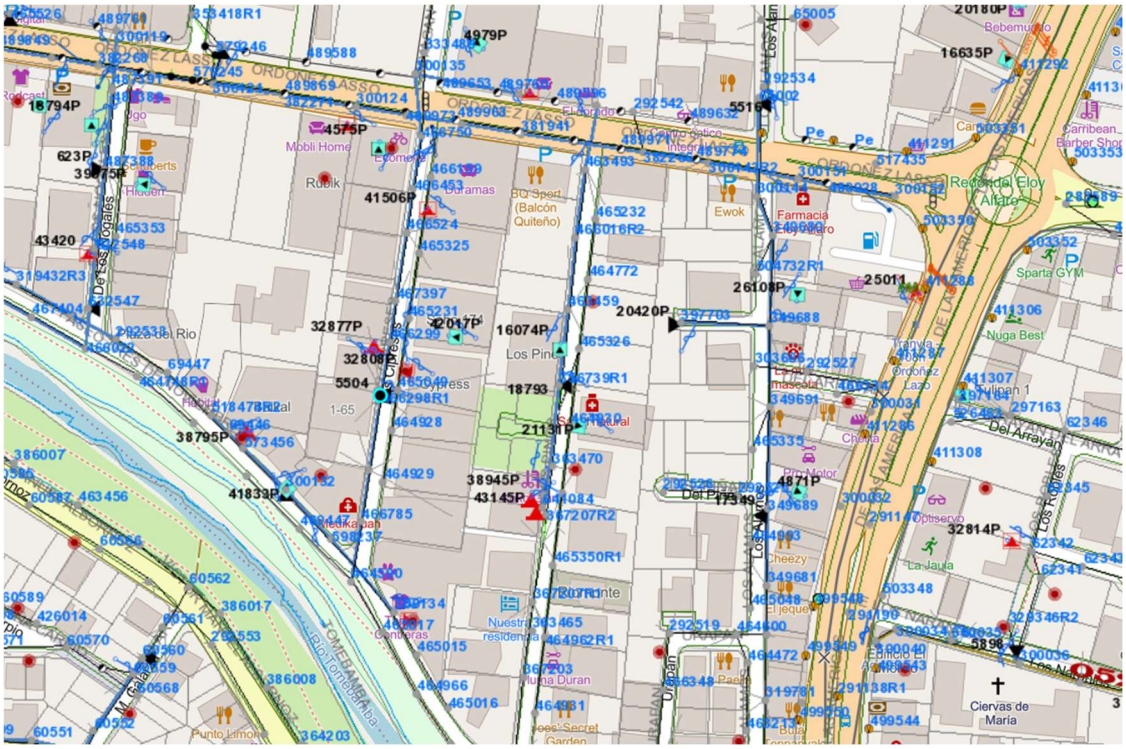
3.2.1 Criterio de selección del caso de estudio

El criterio de selección se fundamentó en priorizar el transformador con mayor nivel de cargabilidad, puesto que el objetivo principal del trabajo es analizar el alivio de carga en redes de baja tensión. En este sentido, un transformador con cargabilidad inferior al 100 % no representa una condición crítica inmediata; en cambio, el transformador 5504 sí presenta una condición técnica desfavorable que puede afectar su vida útil e incrementar las pérdidas. La selección del transformador 5504 no se realizó de manera arbitraria, sino como resultado de una comparación entre los transformadores disponibles.

Debido al crecimiento demográfico de la ciudad de Cuenca, se decidió realizar un barrido en el sector de puertas del sol, ya que este sector de la ciudad de Cuenca pasó de ser un área residencial, con viviendas de uno o dos pisos, a convertirse en una zona comercial con plazas y grandes edificios habitacionales que albergan a un elevado número de personas (Bolívar Pérez, 2026). Debido a esto, los residentes de este sector consideran que este desarrollo podría ser una de las causas de las fallas, principalmente en el servicio eléctrico. La situación le resulta compleja, ya que sus electrodomésticos se han dañado debido a los cortes de energía. Incluso han tenido que reemplazar varios electrodomésticos sin presentar un reclamo ante la Empresa Eléctrica Regional Centrosur. (Bolívar Pérez, 2026).

Figura 2

Ubicación del sector Puertas del Sol y del transformador 5504.



Nota. Captura obtenida del Geoportal de CENTROSUR.

Este crecimiento ha transformado progresivamente el lugar, afectando la tranquilidad de los vecinos, por lo que, debido a esta situación, se procedió a realizar un barrido en este sector para la selección del transformador a analizar.

Entre los transformadores analizados, se revisó la cargabilidad de 5 de ellos, siendo el transformador 5504, el más propenso a analizar debido a su gran cargabilidad.

Tabla 1

Comparación de cargabilidad de transformadores analizados en sector Puertas del Sol

SECTOR PUERTAS DEL SOL	
TRANSFORMADOR	**CARGABILIDAD**
4544	62.2%
14683	50.8%
33286	57.5%
5504	118.3%
18793	84.2%

Nota. Elaboración propia.

La cargabilidad del transformador se considera como el primer indicador de decisión, debido a que el tema principal del trabajo de investigación se orienta al impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico en el alivio de carga. Por ello, seleccionar un transformador sin problemas de cargabilidad habría reducido la capacidad del estudio para detectar beneficios técnicos o cambios relevantes. En cambio, el transformador 5504 permite evaluar escenarios en los que la generación distribuida residencial puede disminuir la demanda vista desde el centro de transformación.

Figura 3

Información técnica del transformador de distribución 5504 seleccionado.

Puesto TransfDistribucion: 5504

CODIGOADMS	TR_3F_5504-30-C
Codigo Puesto	19443
Codigo Estructura	3C30V
SUBTIPO	Transformador Trifásico en Poste
Alim1	05210
Fase Conexion	ABC
Voltaje	22.0 kV
Proyecto Construccion	0522
Fecha Construccion	
Fecha Energizacion	
Provincia	AZUAY
Canton	CUENCA
Parroquia	SAN SEBASTIÁN
HIPERVINCULO	
ROTACIONSIMBOLO	269,99
No Transformador	5504
Cargabilidad(%)	118,30

Nota. Captura obtenida del geoportal de CENTROSUR.

La cargabilidad se expresa mediante la relación entre la potencia aparente demandada por la red y la potencia nominal del transformador:

$$CT(\%) = \left(\frac{Sd}{Sn}\right) \times 100$$

Donde, *CT* es la cargabilidad del transformador, *Sd* es la potencia aparente demandada por los usuarios conectados y *Sn* corresponde a la potencia nominal del transformador.

Cuando *CT* supera el 100 %, se considera que el equipo se encuentra en condición de sobrecarga respecto de su capacidad nominal.

Para este caso, con una cargabilidad de 118,30 % y una potencia nominal de 30 kVA, se obtiene la potencia aparente demandada por los usuarios conectados mediante la siguiente relación:

$$CT(\%) = \left(\frac{Sd}{Sn}\right) \times 100$$

$$Sd = \left(\frac{CT}{100}\right) \times Sn$$

$$Sd = \frac{118.3\%}{100\%} \times 30KVA$$

$$Sd = 35.49KVA$$

3.2.2 Delimitación del área alimentada por el transformador

Una vez seleccionado el transformador 5504, se procedió a delimitar la red de baja tensión asociada al mismo. Para ello, se realizó un recorte de la red en ArcGIS, tomando como referencia la ubicación del centro de transformación, los tramos principales de baja tensión, las acometidas, los puntos de carga residencial y las luminarias del sector.

Este recorte permitió separar únicamente los elementos eléctricos alimentados por el transformador seleccionado, evitando incluir tramos o usuarios pertenecientes a otros transformadores cercanos.

El trabajo en ArcGIS fue necesario porque la información geográfica original contiene elementos de la red de distribución en un entorno espacial amplio. Por tanto, antes de llevar la red a DIgSILENT, fue indispensable depurar la información y reconstruir el circuito correspondiente al transformador 5504. La delimitación incluyó la identificación de la trayectoria de los conductores, la ubicación de nodos de derivación, los puntos donde se conectan las cargas y la posición de luminarias de alumbrado público.

Como resultado de esta etapa se obtuvo una representación espacial simplificada de la red de baja tensión del transformador 5504, la cual sirvió como base para dibujar manualmente el sistema en DIgSILENT PowerFactory. Esta reconstrucción manual fue

necesaria para representar correctamente la topología eléctrica, la conectividad entre nodos, las longitudes de los tramos y las fases de conexión de cargas y luminarias.

3.3 Información técnica utilizada

La información de entrada para el modelo eléctrico provino de tres grupos principales de datos: la cargabilidad de transformadores, los puntos de carga de los usuarios y las luminarias de alumbrado público. Además, se incorporó la información de conductores obtenida mediante el código de apoyo desarrollado para calcular o seleccionar parámetros eléctricos de conductores utilizados en redes de baja tensión, principalmente resistencia y reactancia por unidad de longitud.

Tabla 2

Fuentes de información empleadas para el modelado del transformador 5504.

Fuente de datos	Contenido principal	Uso dentro de la metodología
Pestaña 1: Cargabilidad	Transformadores analizados y porcentaje de cargabilidad.	Selección del transformador 5504 como caso de estudio.
Pestaña 2: Puntos de carga	Medidor, consumo promedio anual, código de cliente y fase de conexión.	Asignación de cargas residenciales a los nodos del modelo.
Pestaña 3: Luminarias	Código de luminaria, potencia fase de conexión y subtipo.	Modelado del alumbrado público como carga adicional.
ArcGIS	Recorte georreferenciado de la red del transformador 5504.	Reconstrucción de la topología y ubicación de nodos.
Código de conductores	Material, tipo, calibre, resistencia y reactancia.	Parametrización de la topología y ubicación de nodos.
Regulación ARCONEL-005/24	Criterios para SGDA de consumidores regulados.	Dimensionamiento y conexión del sistema fotovoltaico

Nota. Elaboración propia.

3.3.1 Datos de cargabilidad

En el **Anexo 1** se observa la comparación de cargabilidad de los transformadores del sector Puertas del Sol. Esta información permitió identificar que el transformador 5504 es el elemento más exigido, con 118,30 % de cargabilidad. En la metodología, este valor se utilizó únicamente como criterio de selección del caso de estudio; posteriormente, la cargabilidad del transformador se recalculó dentro de DIgSILENT para el escenario base y para cada escenario con generación fotovoltaica.

3.3.2 Datos de puntos de carga residencial

La tabla incluida en el **Anexo 1** fue elaborada con el propósito de organizar la información requerida para el modelado de las cargas en DIgSILENT. En esta se registran los puntos de carga asociados a los usuarios conectados al transformador 5504, considerando datos como número de medidor, la tabla de estratos para la demanda, código de cliente, tipo de usuario y fase de conexión. Para el modelo se identificaron 32 puntos de carga, de los cuales 27 corresponden a cargas residenciales.

Las cargas residenciales fueron distribuidas en la red de acuerdo con la ubicación de los nodos representados en DIgSILENT, a través del sistema GIS de la CENTROSUR. Cuando en un mismo punto se identificaron varios medidores, estos fueron agrupados en una carga equivalente ubicada en el nodo correspondiente, conservando la fase de conexión registrada en la hoja de información de puntos de carga, mostrados en el **Anexo *1***. Este criterio permitió representar de forma ordenada la demanda residencial asociada al transformador 5504, manteniendo la relación entre la ubicación física de los usuarios y su conexión eléctrica dentro de la red de baja tensión.

Para la asignación de la potencia de las cargas residenciales se utilizó la tabla de estratos de demanda máxima diversificada de CENTROSUR. Esta tabla permite relacionar el número de abonados conectados con una demanda máxima expresada en

kVA, considerando el estrato de consumo al que pertenecen los usuarios. Los estratos se definen a partir de rangos de consumo de energía, por lo que permiten representar de mejor manera el comportamiento agregado de los abonados residenciales en una red de distribución de baja tensión.

Figura 4

Captura de la tabla de estratos de la CENTROSUR.

Valores de Demanda máxima diversificada (kVA) en función del número de abonados

Tasa de crecimiento anual de la carga (%)	3%
Horizonte de planificación (años)	10

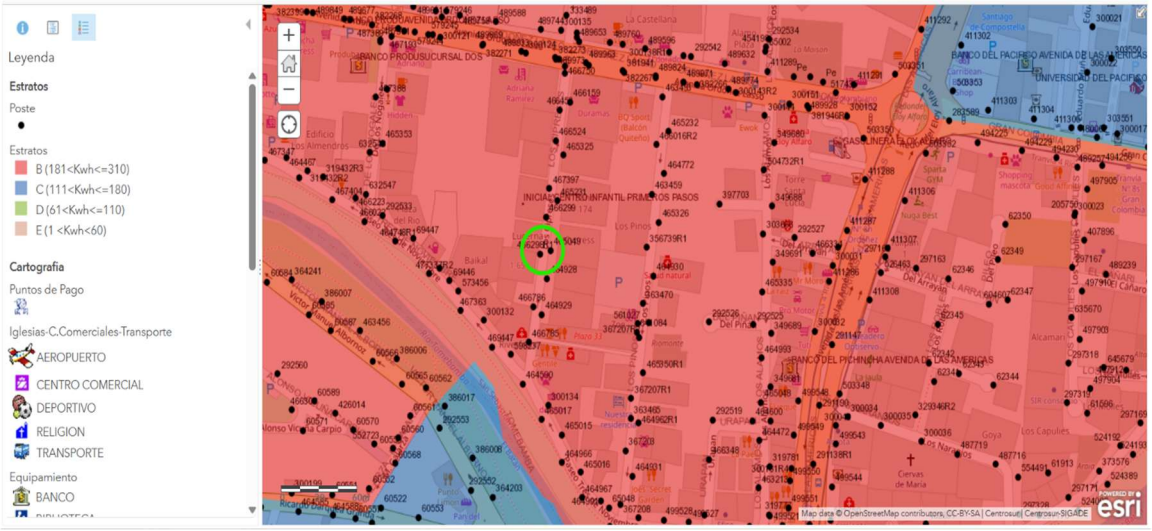
Clientes	Estrato A 200-426 kWh	Estrato B 112-199 kWh	Estrato C 56-111 kWh	Estrato D 0-55 kWh
1	3,31	2,73	2,27	1,79
2	5,08	4,10	3,37	2,69
3	6,55	5,16	4,23	3,37
4	7,88	6,10	5,00	3,96
5	9,12	6,98	5,69	4,50
6	10,28	7,82	6,33	5,00
7	11,46	8,64	6,95	5,49
8	12,58	9,43	7,54	5,95
9	13,71	10,20	8,12	6,38
10	14,85	10,96	8,69	6,80
11	15,96	11,71	9,26	7,22

Nota. Elaboración propia.

El uso de esta tabla es importante para el análisis de cargabilidad, debido a que la demanda de un transformador no depende únicamente del consumo individual de cada usuario, sino también de la simultaneidad y diversidad de las cargas conectadas. Por esta razón, se tomó como referencia la demanda máxima diversificada correspondiente al Estrato B, definido para el sector de estudio, y se la relacionó con los puntos de carga representados en DIgSILENT. De esta forma, la potencia incorporada en el modelo permite representar de manera más coherente la condición inicial de cargabilidad del transformador 5504.

Figura 5

Estrato de consumo correspondiente al sector de estudio.



Nota. Captura obtenida del Arcgis de la página de la CENTROSUR.

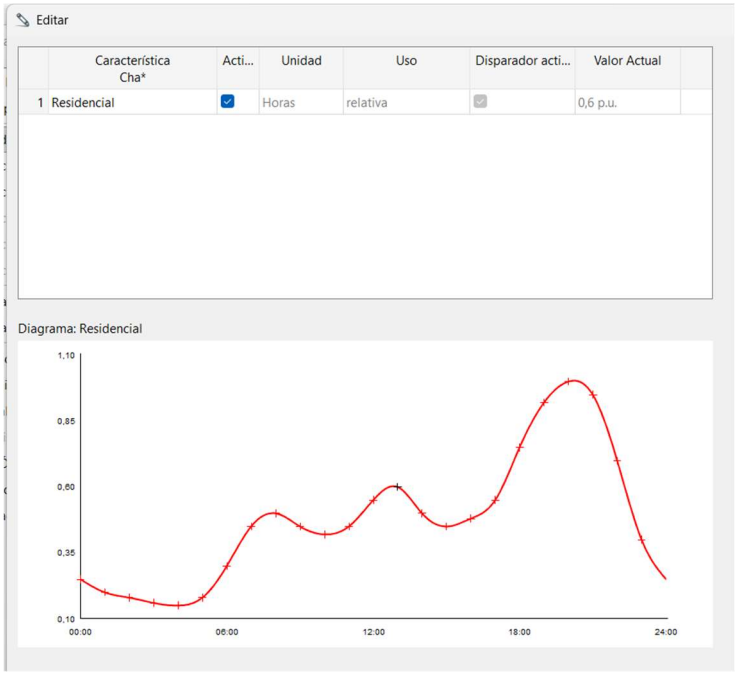
Además de la potencia asignada a cada punto de carga, las cargas residenciales no fueron modeladas como cargas constantes durante todo el día. Para representar su comportamiento horario se empleó un perfil de carga residencial en DIgSILENT PowerFactory. Este perfil permite aproximar la variación diaria del consumo residencial, considerando valores reducidos durante la madrugada, incrementos de demanda en horas de la mañana, una demanda intermedia durante el día y un mayor nivel de consumo en horario nocturno.

La utilización de una curva tipo residencial permite representar de mejor manera el comportamiento de los abonados dentro del escenario base, ya que el consumo de una vivienda no permanece constante durante el día. Laines Sylvia & Oviedo Milena (2021) señalan que la curva de carga representa gráficamente la variación de la potencia eléctrica demandada durante un periodo determinado y que, en el caso de usuarios residenciales, las demandas máximas suelen presentarse en horas de la mañana y de la noche, cuando los usuarios se encuentran en sus viviendas.

De forma complementaria, el estudio de Cabrera María & Mendoza Williams (2023) resulta pertinente como referencia contextual, debido a que caracteriza perfiles de carga de consumidores de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A. mediante técnicas de agrupamiento. Esta relación es importante porque la red analizada pertenece al área de servicio de CENTROSUR, aunque la curva implementada en PowerFactory corresponde al perfil horario configurado para el escenario base del transformador 5504.

Figura 6

Perfil de carga residencial utilizada en el modelamiento en PowerFactory.



Nota. Elaboración propia.

En consecuencia, la curva residencial utilizada en PowerFactory permite que el escenario base no represente únicamente una demanda estática, sino una demanda variable durante el día. Así, el escenario sin generación fotovoltaica puede compararse de manera más coherente con los escenarios de autoconsumo residencial.

La ***Figura 6*** presenta la curva residencial utilizada en el modelamiento de las cargas residenciales en DIgSILENT PowerFactory.

3.3.3 Datos de puntos de carga comercial

Además de las cargas residenciales, en la red asociada al transformador 5504 se identificaron puntos de carga de tipo comercial. Estos usuarios fueron considerados dentro del modelo debido a que forman parte de la demanda real conectada a la red de baja tensión y pueden influir en la cargabilidad del transformador, los flujos de potencia y las condiciones de operación del sistema.

De acuerdo con la información registrada en la hoja de distribución de cargas mostrada en el **Anexo 1**, se identificaron 5 puntos de carga comerciales. Las cargas comerciales fueron ubicadas en los nodos correspondientes de DIgSILENT, respetando la fase de conexión registrada en la base de datos. Debido a que este tipo de usuario puede presentar una demanda diferente a la residencial, su inclusión en el modelo permite que el escenario base represente de mejor manera la condición real de operación de la red. De esta manera, el transformador 5504 no se analiza únicamente bajo demanda residencial, sino considerando también la participación de las cargas comerciales existentes en el sector de estudio.

Para el modelamiento horario de estas cargas se utilizó un perfil de carga de tipo comercial. Esta curva permite representar la variación de la demanda durante el día, evitando asumir que los puntos comerciales mantienen una potencia constante durante todo el periodo de simulación. Según Laines Sylvia & Oviedo Milena (2021), las curvas de carga permiten representar variación temporal de la potencia demandada y su forma depende del tipo de usuario, la actividad desarrollada y el comportamiento de consumo asociado.

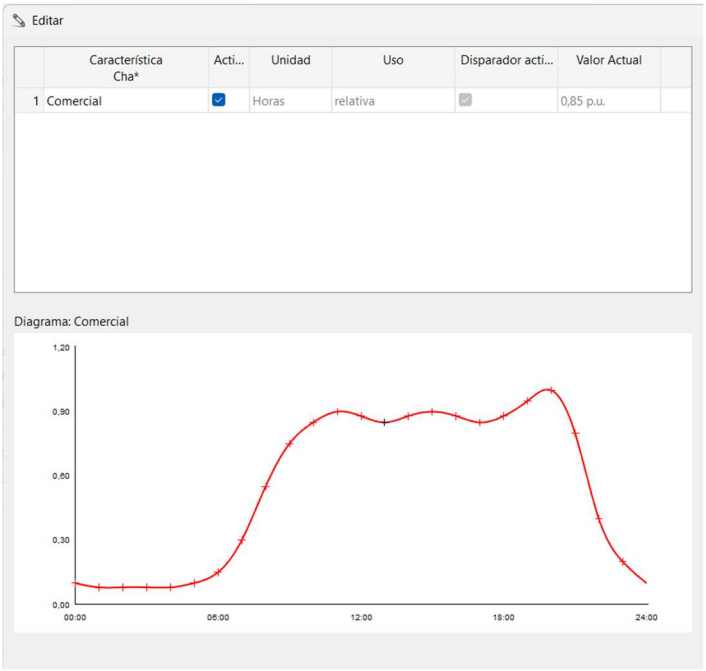
En este caso, la curva comercial utilizada no corresponde a un perfil comercial exclusivamente diurno, debido a las condiciones particulares del sector Puertas del Sol. La zona asociada al transformador 5504 presenta comercios vinculados principalmente a

restaurantes, cafeterías y locales con actividad vespertina y nocturna. Por esta razón, el perfil comercial implementado en PowerFactory mantiene una demanda representativa durante la jornada diurna, pero conserva un incremento importante hacia la tarde y la noche, en coherencia con el uso real de la zona de estudio.

Este criterio se complementa con lo expuesto por Laines Sylvia & Oviedo Milena (2021), quienes presentan una curva diaria representativa de un cliente comercial con un pico de demanda entre las 15h00 y 14h00 y otro incremento en horario nocturno entre las 19h00 y 21h00. Esta referencia permite sustentar que ciertos usuarios comerciales pueden presentar demanda relevante fuera de una jornada estrictamente diurna, especialmente cuando su actividad se extienda hacia la noche. Por lo tanto, la curva comercial empleada en el modelo se ajusta de mejor manera al comportamiento observado en el área de estudio, permitiendo representar una demanda comercial más acorde con las condiciones reales del sector Puertas del Sol.

Figura 7

Perfil de carga comercial utilizada en el modelamiento en PowerFactory.



Nota. Elaboración propia.

La adaptación de la curva comercial permite representar de forma más adecuada el comportamiento de los puntos comerciales conectados al transformador 5504. Si se empleara una curva comercial únicamente diurna, se podría subestimar la demanda de los locales durante periodos vespertinos/nocturnos y afectar la representación del escenario base. Por tanto, la curva seleccionada responde tanto al concepto general de curva de carga diaria como al criterio metodológico asociado a la actividad comercial predominante en Puertas del Sol.

La ***Figura 7*** presenta la curva de carga comercial utilizada para representar los puntos comerciales del sector Puertas del Sol en DIgSILENT PowerFactory.

3.3.4 Datos de puntos de alumbrado público

El **Anexo 2** contiene la cantidad de luminarias con sus respectivas características asociadas a la red de baja tensión alimentada por el transformador 5504. Esta información

fue considerada dentro del modelo debido a que el alumbrado público forma parte de la demanda conectada al circuito y, por lo tanto, influye en las condiciones de operación de la red, principalmente durante el horario nocturno. En el archivo se registran 40 luminarias, fase de conexión y potencia instalada, predominando las conexiones entre fases AB.

La mayoría de luminarias consideradas presentan una potencia nominal de 250 W, obteniéndose una potencia total instalada de alumbrado público de 10 000 W. Este valor fue incorporado en el modelo como una carga adicional, independiente de las cargas residenciales y comerciales, ya que representa un consumo propio de la red de distribución que debe ser abastecido por el transformador durante los periodos de encendido.

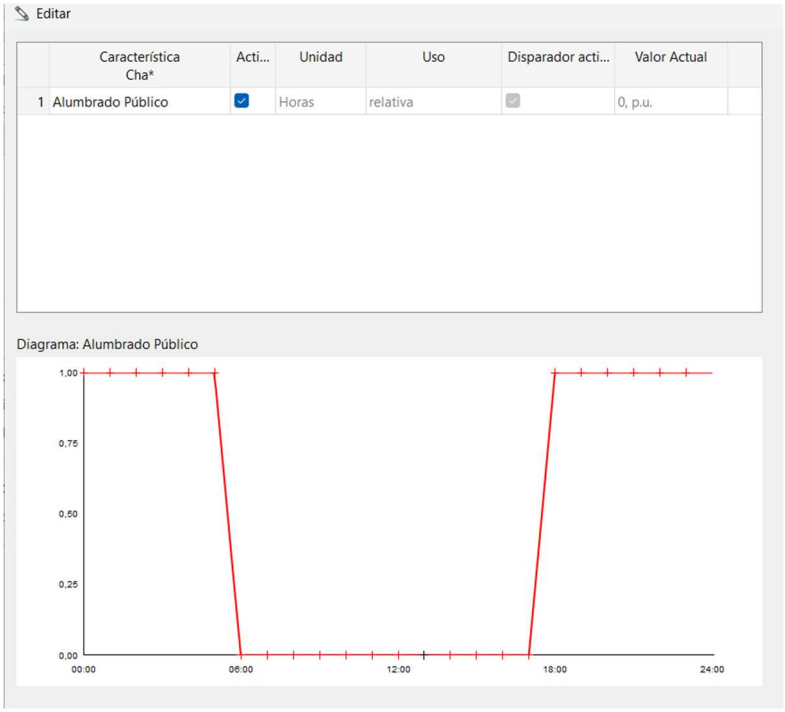
Para su representación en DIgSILENT, las luminarias fueron ubicadas en los nodos correspondientes de la red, respetando la fase de conexión registrada en la base de datos. Este criterio permite mantener una distribución más cercana a la configuración real del circuito, evitando concentrar toda la demanda de alumbrado público en un solo punto. De esta manera, el modelo considera no solo la demanda de los usuarios residenciales y comerciales, sino también la carga asociada al servicio de alumbrado público.

A diferencia de las cargas residenciales y comerciales, el alumbrado público fue modelado mediante una curva horaria tipo ON/OFF. Esta curva toma un valor de 1,0 p.u. durante el horario nocturno, cuando las luminarias se encuentran encendidas, y un valor de 0,0 p.u. durante el horario diurno, cuando no aportan demanda a la red. Esta representación permite diferenciar claramente la condición de operación diurna y nocturna del circuito.

La inclusión de esta curva es importante para el análisis del escenario base, debido a que el alumbrado público no contribuye a la demanda durante el periodo de máxima generación fotovoltaica diurna, pero sí influye en la condición nocturna de demanda. Por ello, su modelamiento horario permite evitar que la carga de alumbrado público sea considerada de manera permanente durante todo el día, lo cual no representaría adecuadamente su comportamiento esperado.

Figura 8

Curva horaria del alumbrado público utilizada en el modelamiento.



Nota. Elaboración propia.

La curva de alumbrado público fue elaborada directamente en DIgSILENT PowerFactory como una representación propia del comportamiento de las luminarias conectadas a la red del transformador 5504. Esta curva permite que el modelado diferencie los periodos en los que el alumbrado público aporta demanda al sistema y aquellos en los que permanece desconectado.

La **Figura *8*** muestra la curva horaria utilizada para el modelamiento del alumbrado público en DIgSILENT PowerFactory.

Tabla 3

Resumen de información modelada para el transformador 5504.

Elemento	Cantidad/valor	Criterio de modelado
Transformador seleccionado	5504	Caso de estudio por mayor cargabilidad.
Cargabilidad inicial registrada	118.3%	Condición base para justificar el análisis.
Puntos de carga residencial	27	Cargas asignadas por nodo y fase de conexión.
Puntos de carga comercial	5	Cargas asignadas por nodo y fase de conexión.
Luminarias	40	Cargas de alumbrado público en baja tensión.
Potencia total de luminarias	9,70 kW	Demanda adicional de alumbrado público.

Nota. Elaboración propia.

3.3.5 Parámetros eléctricos de conductores

Los parámetros de los conductores utilizados en DIgSILENT PowerFactory se obtuvieron mediante una herramienta de apoyo desarrollada en HTML. Esta herramienta fue elaborada aplicando los conocimientos adquiridos durante la formación académica en el área de sistemas eléctricos de distribución, y se complementó con asistencia de inteligencia artificial para estructurar el código y facilitar la organización de los cálculos. Su finalidad fue disponer de un recurso práctico que permitiera seleccionar el tipo de conductor, material, calibre y configuración, y con ello obtener de forma ordenada los valores de resistencia y reactancia requeridos para la creación de los tipos de línea en PowerFactory.

Para la red del transformador 5504 se consideraron conductores empleados en redes secundarias de baja tensión y acometidas, tales como conductores de aluminio multiplexado, conductores ACSR y conductores de cobre tipo TTU o concéntrico. La selección de estos conductores permitió parametrizar los tramos de red del modelo, asignando valores eléctricos coherentes con las características de los elementos representados en la simulación.

Para cada tramo modelado en DIgSILENT se requiere ingresar, al menos, la longitud del tramo, el tipo de conductor, la resistencia por unidad de longitud y la reactancia por unidad de longitud. Estos parámetros influyen directamente en las caídas de tensión, pérdidas técnicas y corrientes calculadas por el flujo de potencia. Por esta razón, la asignación de conductores no debe realizarse de forma genérica, sino siguiendo la información del recorte de red y de las tablas técnicas recopiladas.

En el presente trabajo de investigación, los valores específicos de resistencia y reactancia de los conductores deben colocarse de acuerdo a este procedimiento de uso: primero se identifica el conductor en ArcGIS o en el levantamiento de red, luego se selecciona su equivalente en la herramienta HTML y finalmente se crea o asigna el tipo de línea correspondiente en DIgSILENT. Así, el modelo conserva trazabilidad entre la red física y la simulación.

Figura 9

Selección detalles generales de la línea.

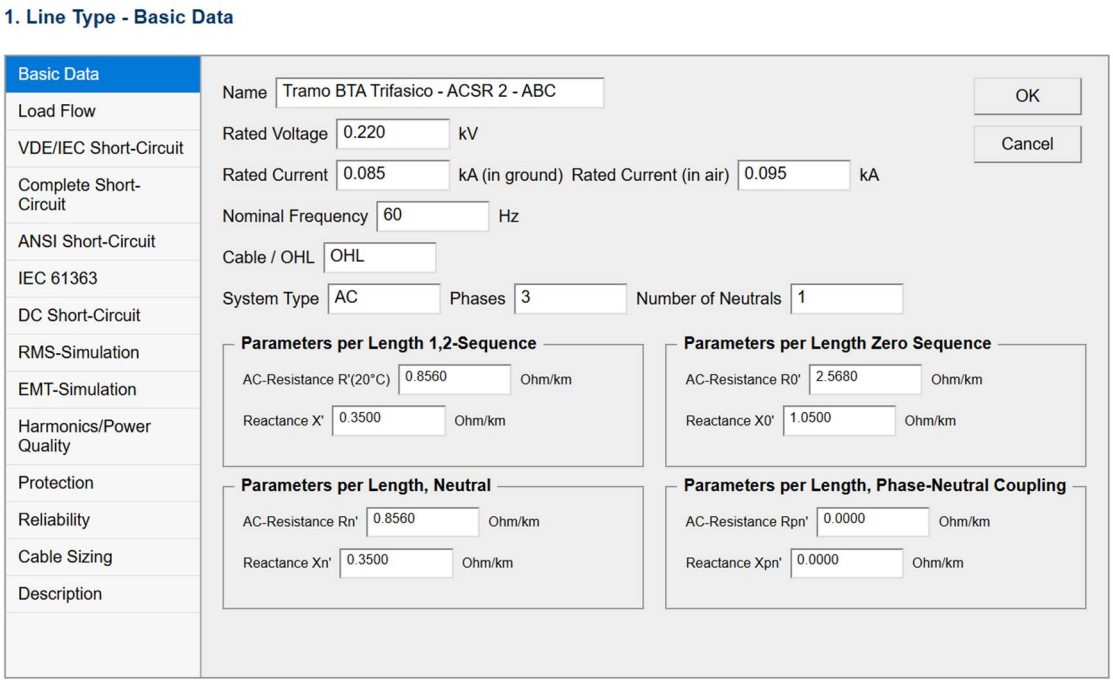
Formulario ArcGIS → DIgSILENT completo

SUBTIPO ●	Tramo BTA Trifasico
Fase Conexion ●	ABC
VOLTAJE ●	220 V
Codigo Conductor Fase ●	ACSR 2
Configuracion Conductores ●	3F4C
Circuito ●	abc
Tipo Uso Tramo ●	Distribución
Circuitos ●	ABC
Longitud del tramo	100 metros

Nota. Elaboración propia.

Figura 10

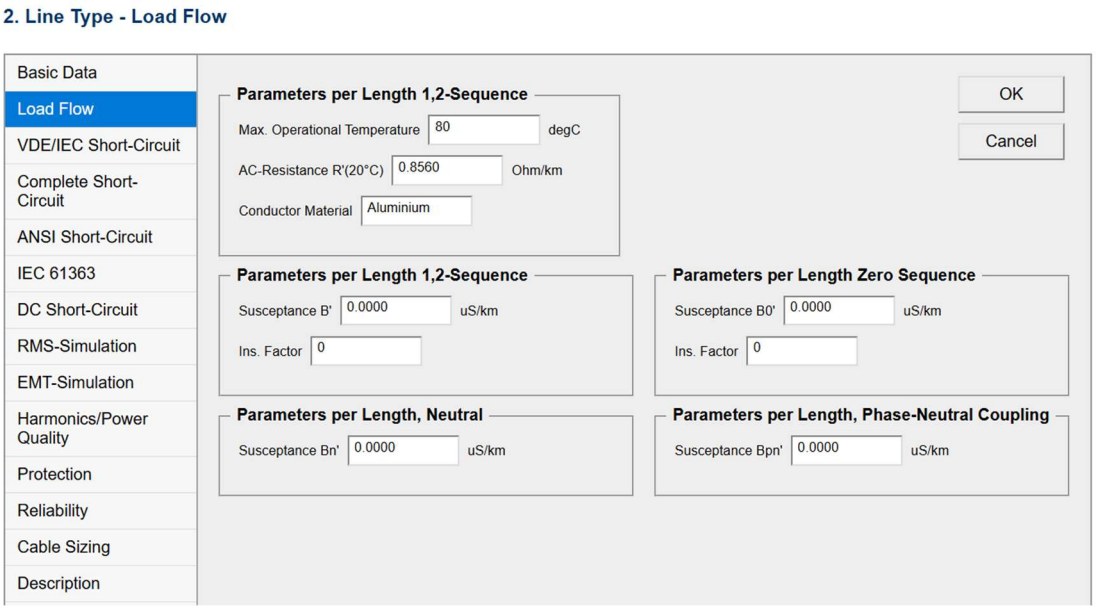
Parámetros de características específicas.



Nota. Elaboración propia.

Figura 11

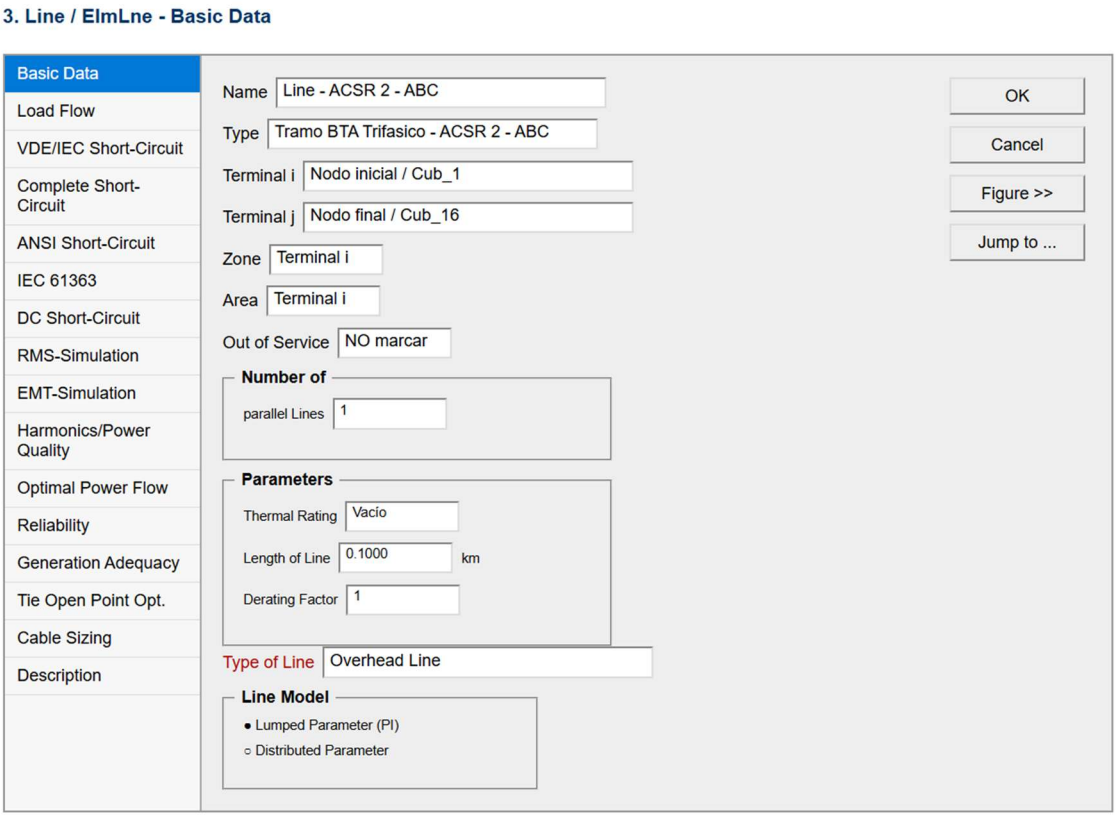
Parámetros para el flujo de carga.



Nota. Elaboración propia.

Figura 12

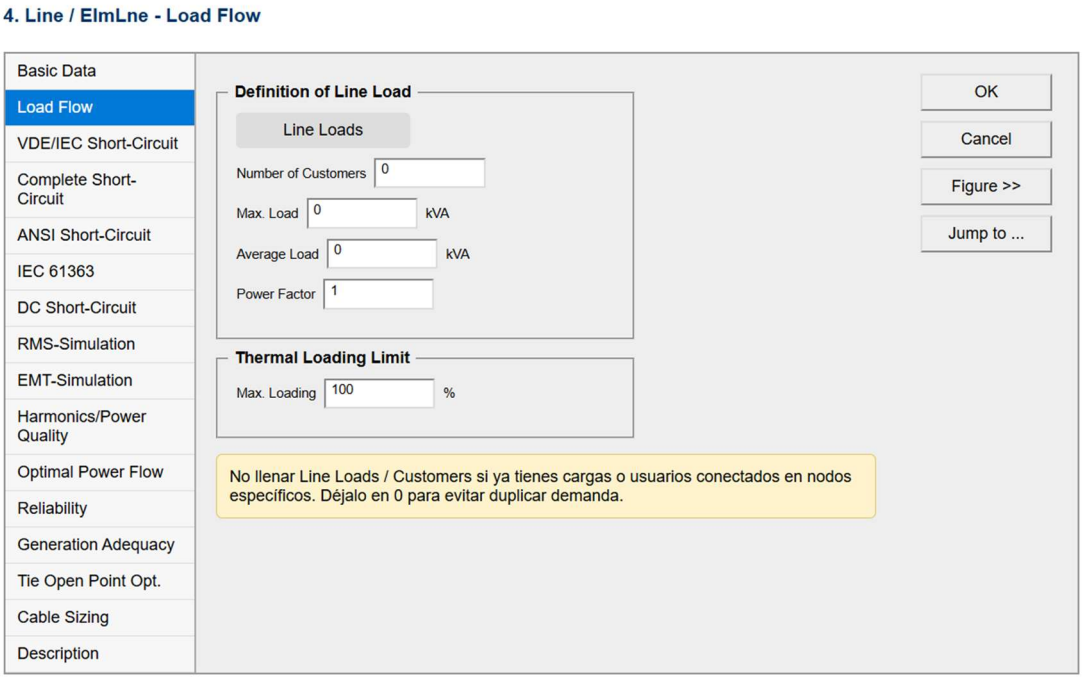
Características generales del tramo.



Nota. Elaboración propia.

Figura 13

Detalle de cargas (opcional).



Nota. Elaboración propia.

3.3.6 Tratamiento, validación y trazabilidad de la información

La información utilizada para construir el modelo del transformador 5504 se obtuvo a partir de los datos técnicos disponibles de la red de estudio. Se consideraron los registros de cargabilidad de los transformadores del sector, los puntos de carga y sus fases de conexión, la información correspondiente al alumbrado público y la información geográfica disponible mediante el sistema GIS de CENTROSUR. También se utilizaron los datos necesarios para caracterizar los conductores y, posteriormente, la información del recurso solar empleada para definir la generación fotovoltaica. Estas fuentes permitieron reunir los parámetros requeridos para representar la red y desarrollar los escenarios de simulación.

Antes de ingresar la información en DIgSILENT PowerFactory se revisaron y organizaron los datos necesarios para representar la red del transformador 5504. En ArcGIS se delimitó únicamente el circuito alimentado por este transformador, evitando

incorporar tramos o usuarios pertenecientes a otros centros de transformación. Con esta base se ubicaron los puntos de carga en los nodos correspondientes. Cuando varios medidores estaban asociados a un mismo punto de conexión, se los agrupó en una carga equivalente, manteniendo la fase registrada. Las cargas residenciales, comerciales y de alumbrado público se trataron por separado, debido a que cada una presenta condiciones y perfiles horarios diferentes.

La información fue revisada nuevamente durante la construcción del modelo en DIgSILENT. En esta etapa se comprobó que la ubicación de las cargas coincidiera con los nodos representados, que las fases de conexión fueran las registradas y que los tramos tuvieran asignados los conductores y parámetros eléctricos correspondientes. También se revisó la continuidad entre los elementos de la red. Una vez construido el escenario base, la comprobación se complementó con la validación topológica y eléctrica descrita en la Sección 3.4.6, donde se verificó que no existieran islas no intencionales, elementos sin conexión o configuraciones de fase incompatibles.

Con este procedimiento se mantuvo la relación entre la información original y los elementos finalmente representados en el modelo. Los valores de cargabilidad se utilizaron para seleccionar el transformador 5504; los puntos de carga y sus fases permitieron ubicar a los usuarios; la información obtenida de ArcGIS sirvió para reconstruir la trayectoria de la red; los datos de los conductores se emplearon para definir los tramos y sus parámetros eléctricos; y la información del recurso solar se utilizó posteriormente para representar la generación fotovoltaica. De esta manera, cada grupo de datos tuvo una aplicación definida dentro del proceso de modelado y simulación.

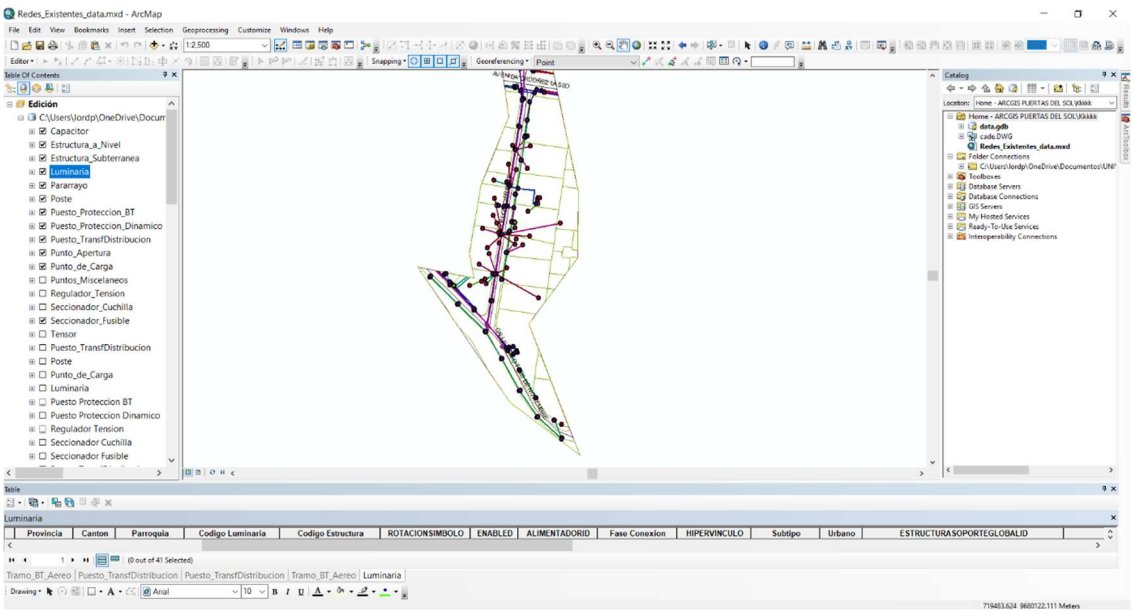
3.4 Construcción del modelo en DIgSILENT Power Factory

3.4.1 Configuración general del proyecto

El modelo eléctrico del transformador 5504 se implementó en DIgSILENT PowerFactory, software utilizado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia y redes de distribución. La red fue dibujada a partir del recorte realizado en ArcGIS, representando el transformador, los tramos principales de baja tensión, las derivaciones, los nodos de conexión, las cargas residenciales y el alumbrado público.

Figura 14

Recorte de la red de baja tensión del transformador 5504 en ArcMap.

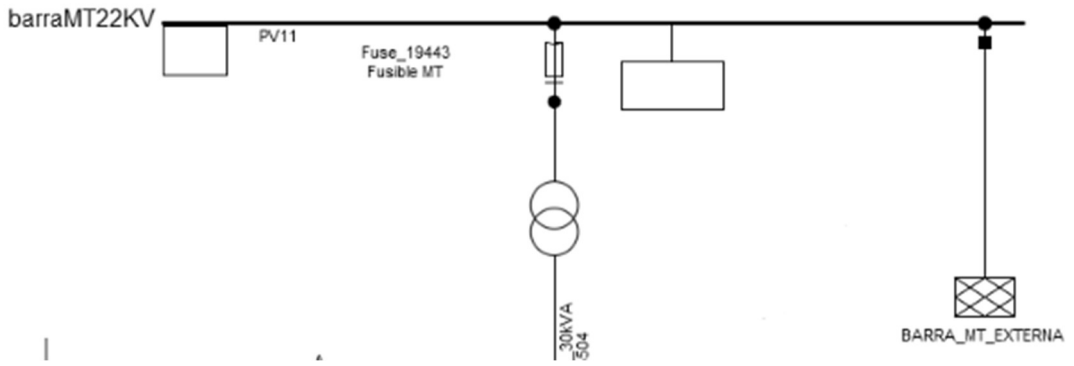


Nota. Elaboración propia.

Para representar la red de media tensión de 22 kV, se conectó una barra externa en MT como punto de alimentación del modelo. Desde esta barra se enlaza el seccionador de protección y posteriormente el transformador 5504, configurando los niveles de tensión y los parámetros eléctricos requeridos para el flujo de carga.

Figura 15

Representación de la barra de media tensión externa en DIgSILENT PowerFactory.



Nota. Elaboración propia.

La configuración general del proyecto considera una red de baja tensión con nivel nominal de 220 V, configuración trifásica con neutro y frecuencia de 60 Hz. Los nodos principales deben definirse con tecnología de fases compatible con el sistema físico modelado. Para una red de distribución secundaria trifásica de cuatro conductores, se recomienda emplear una configuración que incluya las tres fases y el neutro. Esta decisión es clave para permitir la conexión de cargas trifásicas, bifásicas fase-fase y monofásicas fase-neutro sin que DIgSILENT genere islas eléctricas o elementos no montados.

Durante la construcción del modelo se verificó que los errores de simulación pueden aparecer cuando los nodos internos no tienen correctamente configurada la tecnología de fases o cuando existen tramos, cargas o elementos conectados a nodos sin continuidad eléctrica. Por ello, antes de ejecutar los escenarios fotovoltaicos, se debe validar que la red base corra flujo de carga sin errores de topología.

3.4.2 Modelado del transformador de distribución

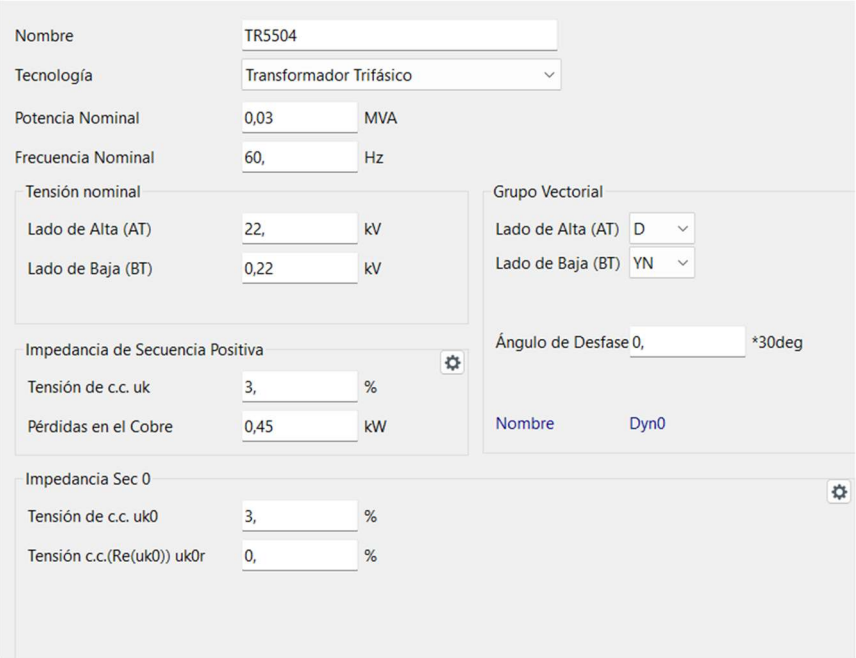
El transformador 5504 se modela como el elemento principal de alimentación de la red de baja tensión. En DIgSILENT se representa mediante un transformador de distribución conectado aguas arriba a una red equivalente o barra de referencia, y aguas

abajo a la barra secundaria de baja tensión. La potencia nominal, tensión primaria, tensión secundaria, conexión, impedancia y pérdidas del transformador deben ingresarse de acuerdo con la información técnica disponible de la empresa distribuidora o, en caso de no contar con todos los datos, mediante parámetros típicos debidamente justificados.

El objetivo del modelado del transformador no es únicamente alimentar la red, sino permitir la medición de su cargabilidad en cada escenario. Por esta razón, en los resultados se registrará la potencia aparente que circula por el transformador, el porcentaje de cargabilidad y la posible reducción de carga producida por la generación fotovoltaica residencial.

Figura 16

Datos ingresados del transformador 5504 en DIgSILENT PowerFactory.



Nota. Elaboración propia.

3.4.3 Modelado de tramos principales y acometidas

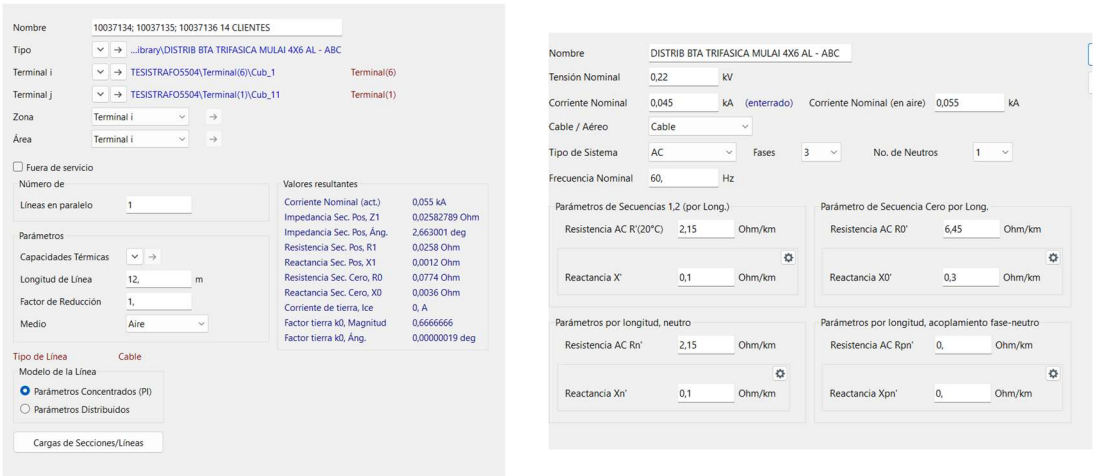
Los tramos principales de baja tensión se dibujan siguiendo la trayectoria obtenida en ArcGIS. Cada tramo se representa en DIgSILENT mediante una línea o cable con

longitud y tipo de conductor asociado. Las acometidas se modelan como derivaciones hacia los nodos de carga cuando su influencia eléctrica sea relevante o cuando sea necesario representar la ubicación real del usuario. En caso de cargas agrupadas en un mismo punto, se puede utilizar una carga equivalente conectada al nodo correspondiente, siempre que se conserve la fase de conexión y la potencia total asociada.

La longitud de cada tramo debe verificarse con la herramienta GIS o con la información disponible del plano de red. En el modelo, una longitud incorrecta afecta directamente las caídas de tensión y pérdidas, por lo que esta variable se considera crítica. De igual manera, el tipo de conductor debe asignarse de forma coherente con la red real, diferenciando tramos principales, derivaciones y acometidas.

Figura 17

Datos ingresados para el modelado de acometidas en DIgSILENT: (a) Ingreso de longitud de la línea y el medio de transporte de la línea; (b) Ingreso de datos del conductor a partir de la herramienta HTML.

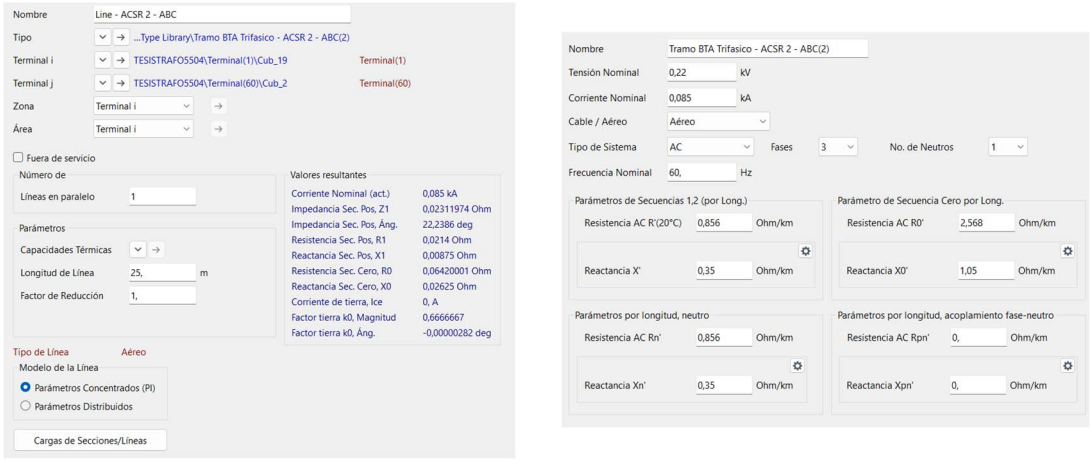


(a) **(b)**

Nota. Elaboración propia.

Figura 18

Datos ingresados para el modelado del tramo principal en DIgSILENT: (a) Ingreso de longitud de la línea y el medio de transporte de la línea; (b) Ingreso de datos del conductor a partir de la herramienta HTML.



(a) **(b)**

Nota. Elaboración propia.

3.4.4 Modelado de cargas residenciales

En DIgSILENT, en el caso de cargas trifásicas conectadas a 220 V, se emplea conexión 3F-YN como se aprecia en la **Figura 19**. Por otro lado, las cargas bifásicas de usuarios conectados a 220 V deben representarse como cargas 2F-YN tal como se ve en la **Figura 20**. El detalle de los diferentes tipos de carga residenciales lo podemos observar en el

Anexo *3* el cual detalla las fases de conexión de cada grupo de usuarios, interpretando si la carga es bifásica o trifásica.

Cuando dos o más clientes se encuentran conectados en el mismo nodo o comparten una acometida, se puede construir una carga equivalente sumando sus potencias activas y reactivas.

Figura 19

Ingreso de datos para un cliente residencial en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga trifásica.



(a) **(b)**

Nota. Elaboración propia.

Figura 20

Ingreso de datos para un cliente residencial en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga bifásica.



(a) **(b)**

Nota. Elaboración propia.

3.4.5 Modelado del alumbrado público

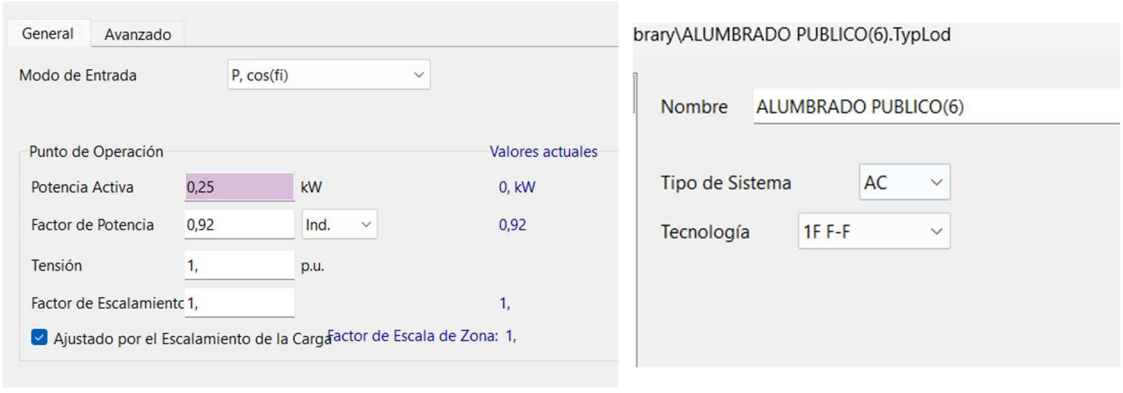
El alumbrado público se representa como carga adicional asociada a la red de baja tensión. Las luminarias del archivo se encuentran principalmente conectadas entre fases, por lo que se modelan como cargas 1F F-F como en la **Figura 21**. Dependiendo del nivel

de detalle requerido, se pueden representar individualmente en cada nodo o como cargas agrupadas por tramo. La representación individual mejora la fidelidad del perfil de corriente y tensión, mientras que la representación agrupada simplifica el modelo.

Para los escenarios diurnos de máxima generación fotovoltaica, el alumbrado público puede considerarse desconectado si se busca representar una condición real de operación al mediodía. Para los escenarios nocturnos de demanda máxima, las luminarias deben incluirse, ya que forman parte de la carga total suministrada por el transformador. Esta separación permite comparar correctamente el efecto del sistema fotovoltaico, ya que durante la noche no existe generación solar disponible para aliviar la carga.

Figura 21

Ingreso de datos para el alumbrado público en DIgSILENT PowerFactory: (a) Datos de potencias y perfil de carga correspondiente; (b) Datos de tipo de carga monofásica.



(a) **(b)**

Nota. Elaboración propia.

3.4.6 Validación topológica y eléctrica del modelo

Antes de incorporar los sistemas fotovoltaicos, el modelo base debe ser validado mediante flujo de carga. La validación busca confirmar que todos los elementos se encuentren montados, que no existan islas eléctricas no intencionales, que las cargas estén conectadas a nodos energizados y que las tecnologías de fase sean compatibles entre

barras, líneas y cargas. Este paso es fundamental porque un escenario con generación fotovoltaica no puede interpretarse correctamente si el caso base presenta errores de conexión.

La validación se realiza revisando los mensajes de salida de DIgSILENT y los resultados eléctricos de nodos, líneas y transformador. Si una carga no muestra resultados, se debe revisar si está correctamente conectada, si el nodo tiene el tipo de fase correcto, si el elemento se encuentra fuera de servicio o si existe una isla separada de la red principal. Los errores de "not mounted objects" o islas suelen indicar que existe un elemento sin continuidad eléctrica con la barra de referencia o con configuración incompatible.

Tabla 4

Lista de validación del modelo base en DIgSILENT.

Elemento a verificar	Criterio de revisión	Acción correctiva
Nodos internos	Deber tener fases compatibles con la red 3F+N.	Configurar tecnología de fases antes del flujo.
Líneas y cables	Deben estar conectados entre nodos energizados.	Revisar extremos u estado de servicio.
Cargas	Deben mostrar Resultados de P, Q, I y V.	Revisar fase, nodo y modo de entrada.
Transformador	Deben alimentar toda la red de baja tensión.	Revisar conexión y barra secundaria.
Resultados de flujo	No deben existir islas no intencionales.	Corregir conectividad antes de simular FV.

Nota. Elaboración propia.

3.5 Dimensionamiento y modelado del sistema fotovoltaico residencial

3.5.1 Criterio normativo considerado

El modelado del sistema fotovoltaico se fundamenta en la Regulación Nro. ARCONEL-005/24, relacionada con la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados. Esta regulación establece que un SGDA debe cumplir condiciones de conexión, operación, medición y dimensionamiento, y define que la potencia nominal de un sistema con inversores se determina por la menor entre la suma de potencia de los equipos de generación y la suma de potencia de los inversores. Además, el dimensionamiento debe sustentarse en un estudio técnico y la producción anual de energía del SGDA debe ser igual o menor que la demanda anual de energía de los consumidores asociados.

Con base en este criterio, en el presente trabajo de investigación no se debe seleccionar una potencia fotovoltaica arbitraria. Para cada usuario se debe relacionar el consumo anual registrado en

Anexo *3* con la energía anual esperada del sistema fotovoltaico. La potencia del sistema se define procurando que la generación anual no supere la demanda anual de energía consumida por el usuario, y verificando además que la red de baja tensión pueda aceptar la generación en el punto de conexión sin provocar sobrevoltajes, sobrecargas o flujos inversos no deseados.

3.5.2 Estimación de la potencia fotovoltaica por usuario

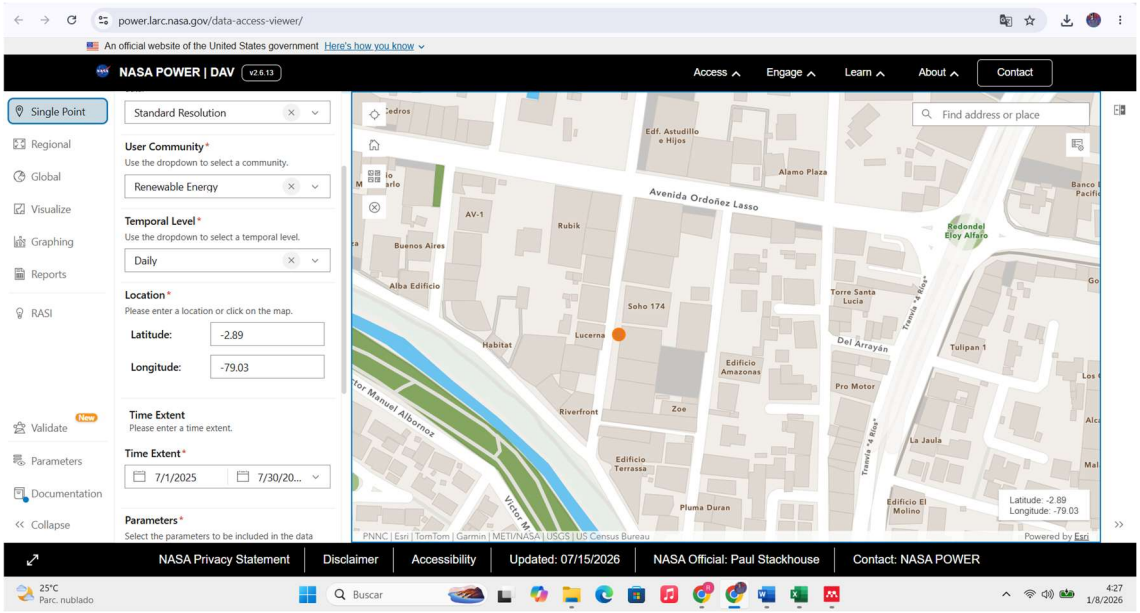
Para cada usuario residencial considerado en los escenarios fotovoltaicos se estimó la potencia nominal requerida del sistema fotovoltaico a partir de su consumo anual de energía. Este criterio permite relacionar el tamaño del sistema fotovoltaico con la demanda real del usuario, evitando asignar una potencia arbitraria que no guarde

correspondencia con la energía registrada. Este criterio permitió obtener una potencia fotovoltaica de referencia por usuario. Sin embargo, para el modelamiento eléctrico en DIgSILENT PowerFactory, dicha potencia fue ingresada en base a la demanda requerida por cada punto de carga.

La estimación de la potencia fotovoltaica se realizó considerando tres variables principales: el consumo anual del usuario, las horas solares pico del sitio de estudio y el factor de rendimiento global del sistema fotovoltaico. El consumo anual corresponde a la energía registrada para los puntos de carga asociados al transformador 5504, mientras que las horas solares pico fueron obtenidas a partir de datos de irradiación solar descargados desde la base NASA POWER para las coordenadas del sector Puertas del Sol, ciudad de Cuenca.

Figura 22

Ubicación del punto de estudio en NASA POWER para la obtención de datos de irradiación solar.



Nota. Captura de la plataforma NASA POWER Data Access Viewer.

Como se observa en el ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., para el HSP (Hora solar pico de cálculo se empleó el parámetro ALLSKY_SFC_SW_DWN,

correspondiente a la irradiación solar global diaria sobre superficie horizontal, expresada en $kWh/m^2/día$ obtenidos de la base NASA POWER. Este valor fue utilizado como equivalente a las horas solares pico promedio diarias, debido a que representa la energía solar diaria incidente por unidad de área. El uso de información de irradiación solar es coherente con la evaluación de sistemas fotovoltaicos, ya que la norma IEC 61724-1 considera la irradiancia e irradiación como parámetros relevantes para el análisis del desempeño de sistemas fotovoltaicos. Además, el documento contempla el uso de datos derivados de sensores o fuentes de información meteorológica y satelital para la estimación del recurso solar, siempre que se mantenga trazabilidad y control de calidad de los datos empleados (International Electrotechnical Commission, 2017).

Para el cálculo principal se utilizó el periodo comprendido entre el 01/07/2025 y el 30/06/2026, correspondiente a doce meses completos. A partir del procesamiento de configuración realizado en el

Anexo 4: HSP de Cálculo.

HSP ANUAL — Periodo principal 01/07/2025 - 30/06/2026

Parámetro	Valor	Nota
HSP promedio anual (periodo principal, h/día)	3,93	*Promedio diario ponderado 01/07/2025-30/06/2026 (excluye -999). Este es el HSP oficial de la tesis.*
HSP promedio de todo el archivo (referencia, h/día)	3,93	*01/07/2025-30/07/2026 completo, solo como referencia – NO usar para el cálculo oficial.*
HSP mínimo diario (periodo principal, h/día)	1,91	*Día de menor irradiación registrada en el periodo principal.*
HSP máximo diario (periodo principal, h/día)	6,27	*Día de mayor irradiación registrada en el periodo principal.*
Mes con mayor HSP promedio	Diciembre 2025	*Dentro del periodo principal (12 meses, jul-2025 a jun-2026).*
Mes con menor HSP promedio	Julio 2025	*Dentro del periodo principal (12 meses, jul-2025 a jun-2026).*
N° total de datos válidos usados (periodo principal)	361	*De un total de 365 días en el periodo 01/07/2025-30/06/2026.*
N° total de datos faltantes (periodo principal)	4	*Días marcados como -999 por NASA POWER dentro del periodo principal.*

Límites del periodo principal (uso interno de las fórmulas):

Inicio periodo principal	01/07/2025
Fin periodo principal	30/06/2026

PARÁMETRO DE DISEÑO (editable)

PR — Factor de rendimiento (Performance Ratio)	0,80	*Valor típico 0.75-0.85. Sustentar con literatura (IEC 61724) o ficha técnica del inversor en la tesis.*
Producción específica anual Y_FV [kWh/kWp-año]	1148,11	*Y_FV = HSP x 365 x PR*

VALORES OFICIALES DEL CÁLCULO

HSP oficial de la tesis [h/día]	3,93
PR utilizado	0,80
Producción específica anual Y_FV [kWh/kWp-a	1148,11

Anexo 5, se obtuvo el siguiente valor promedio de horas solares pico (*HSP*):

$$HSP = 3{,}93\ h/día$$

El factor de rendimiento global del sistema fotovoltaico, conocido como *PR* (Índice de rendimiento), se incorporó para representar las pérdidas globales existentes entre la energía solar disponible y la energía eléctrica útil generada por el sistema. Este factor considera pérdidas asociadas a temperatura de operación de los módulos, eficiencia del inversor, cableado, suciedad, orientación, disponibilidad del sistema y demás condiciones propias de operación. La norma IEC 61724-1 no establece un valor único de *PR*, pero sí desarrolla el concepto de rendimiento del sistema fotovoltaico, pérdidas de rendimiento y métricas de desempeño, por lo que su uso permite sustentar técnicamente la incorporación de un factor global de rendimiento en el cálculo preliminar (International Electrotechnical Commission, 2017).

En el presente estudio se adoptó un factor global de rendimiento $PR = 0{,}80$. La selección de este valor se sustenta en resultados reportados para sistemas fotovoltaicos conectados a red. Ismail (2021), al evaluar cinco sistemas fotovoltaicos instalados en cubiertas, obtuvo un factor de rendimiento anual global de 0,80, valor que representa el efecto conjunto de las pérdidas que afectan el desempeño real del sistema. En este sentido, se adoptó $PR = 0{,}80$ como un valor representativo para el dimensionamiento preliminar de los sistemas fotovoltaicos considerados en esta investigación.

$$PR = 0{,}80$$

Este factor considera de manera global las pérdidas asociadas a la temperatura de operación de los módulos, eficiencia del inversor, cableado, suciedad, orientación, disponibilidad del sistema y demás condiciones de operación. Por tanto, el valor adoptado no corresponde a una medición directa en campo para el sector de estudio, sino a un

parámetro de cálculo respaldado por valores reportados en sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Es importante señalar que el *PR* puede calcularse cuando se dispone de información medida de un sistema fotovoltaico instalado, principalmente energía generada, potencia nominal e irradiación recibida durante el periodo de análisis. Sin embargo, en esta etapa del estudio no se cuenta con sistemas fotovoltaicos residenciales instalados y monitoreados en los usuarios del transformador 5504. Por ello, el valor de *PR* se emplea inicialmente como parámetro de cálculo para estimar la potencia fotovoltaica de referencia por usuario. Posteriormente, este criterio podrá contrastarse mediante el dimensionamiento detallado de un punto de carga representativo en PVsyst, donde se obtendrán resultados específicos de producción anual, pérdidas del sistema y *PR* del sistema simulado.

Con los valores anteriores, la producción específica anual del sistema fotovoltaico se calculó mediante la siguiente formula:

$$Y_{FV} = HSP \cdot 365 \cdot PR$$

Donde, Y_{FV} representa la producción específica anual del sistema fotovoltaica, expresada en $kWh/kWp \cdot año$; *HSP* corresponde a las horas solares pico promedio diarias, expresadas en $h/día$; *PR* corresponde al factor de rendimiento global del sistema fotovoltaico.

Sustituyendo los valores considerados para el sitio de estudio:

$$Y_{FV} = 3{,}93 \cdot 365 \cdot 0{,}80$$

$$Y_{FV} = 1148{,}11\ kWh/kWp \cdot año$$

Este resultado indica que, para el sector Puertas del Sol y bajo condiciones consideradas, cada 1 kWp de potencia fotovoltaica instalada produciría aproximadamente:

$$1148{,}11\ kWh/año$$

A partir de la producción específica anual, la potencia fotovoltaica requerida para cada usuario se calculó mediante:

$$P_{FV} = \frac{E_{anual}}{Y_{FV}}$$

Donde, P_{FV} es la potencia fotovoltaica requerida por el usuario, expresada en kWp; E_{anual} es el consumo anual de energía eléctrica del usuario, expresado en $kWh/año$.

De forma equivalente, la expresión general puede escribirse como:

$$P_{FV} = \frac{E_{anual}}{HSP \cdot 365 \cdot PR}$$

Sin embargo, al aplicar esta expresión a todos los puntos de carga, se obtuvieron potencias fotovoltaicas muy bajas en varios usuarios. Estas potencias, deben ser usadas para el modelamiento en DIgSILENT PowerFactory.

A partir de este criterio, la potencia fotovoltaica calculada por consumo anual fue utilizada como referencia inicial, mientras que la potencia finalmente ingresada en DIgSILENT PowerFactory se ajustó a los valores obtenidos de acuerdo a la demanda de cada usuario.

La potencia equivalente de simulación fue asignada mediante la siguiente relación conceptual:

$$P_{FV,sim} = f(P_{FV})$$

Dónde, $P_{FV,sim}$ representa la potencia fotovoltaica equivalente considerada en DIgSILENT PowerFactory y P_{FV} corresponde a la potencia calculada inicialmente a partir del consumo anual del usuario. La función $f(P_{FV})$ corresponde al criterio de selección definido en el **Anexo 6**, mediante el cual cada potencia calculada se asocia a un tamaño de inversor de referencia para el modelamiento en DIgSILENT PowerFactory.

En consecuencia, el objetivo de esta etapa no es definir el número exacto de módulos e inversores para cada cliente, sino evaluar el efecto que tendría la incorporación de sistemas fotovoltaicos asociados a los puntos de carga sobre la cargabilidad del transformador, los perfiles de tensión, los flujos de potencia y las pérdidas técnicas.

Como ejemplo de aplicación, se considera el cliente residencial C18, asociado al código de cliente 114017, cuyo consumo promedio anual registrado la base de datos del **Anexo 1** es de $285{,}77\ kWh/año$. Este cliente fue seleccionado para mostrar el procedimiento de cálculo aplicado a los puntos de carga residenciales del transformador 5504.

Con los valores de HSP y PR considerados anteriormente, la producción específica anual del sistema fotovoltaico se calculó mediante:

$$Y_{FV} = HSP \cdot 365 \cdot PR$$

$$Y_{FV} = 3{,}93 \cdot 365 \cdot 0{,}80$$

$$Y_{FV} = 1148{,}11\ kWh/kWp \cdot año$$

Posteriormente, la potencia fotovoltaica requerida para el cliente C18 se obtuvo dividiendo su consumo anual para la producción específica anual:

$$P_{FV} = \frac{E_{anual}}{Y_{FV}}$$

$$P_{FV} = \frac{285{,}77}{1148{,}11}$$

$$P_{FV} = 0{,}25\ kWp$$

No obstante, esta potencia corresponde únicamente al resultado energético preliminar obtenido a partir del consumo anual del usuario, valor que permite incorporar el punto de carga dentro del escenario de generación distribuida.

El mismo procedimiento fue aplicado a los usuarios considerados dentro de los escenarios de penetración fotovoltaica. La tabla completa se presenta en el **Anexo 7**, donde se incluye el consumo anual, las horas solares pico consideradas, el factor de rendimiento, la producción específica anual, la potencia fotovoltaica calculada y la potencia fotovoltaica equivalente seleccionada según el tamaño de inversor utilizado para el modelamiento.

En el modelo de DIgSILENT PowerFactory, cada sistema fotovoltaico fue representado como una fuente de generación conectada en el nodo correspondiente al usuario. Para las simulaciones en condición diurna, la potencia activa inyectada se asoció a la potencia fotovoltaica equivalente para simulación y al perfil horario de generación considerado. El inversor se modeló inicialmente con factor de potencia unitario, debido a que el objetivo principal del estudio se centra en analizar el alivio de carga del transformador, la variación de tensión, los flujos de potencia y las pérdidas técnicas de la red de baja tensión.

3.5.3 Curva de generación fotovoltaica

La generación fotovoltaica no permanece constante durante el día, debido a que depende directamente de la variación horaria del recurso solar disponible. Por esta razón, para el modelamiento desarrollado en DIgSILENT PowerFactory no se consideró una generación fija durante todo el periodo de análisis, sino una curva de producción solar típica, construida a partir de los resultados horarios obtenidos en PVsyst para un sistema fotovoltaico representativo.

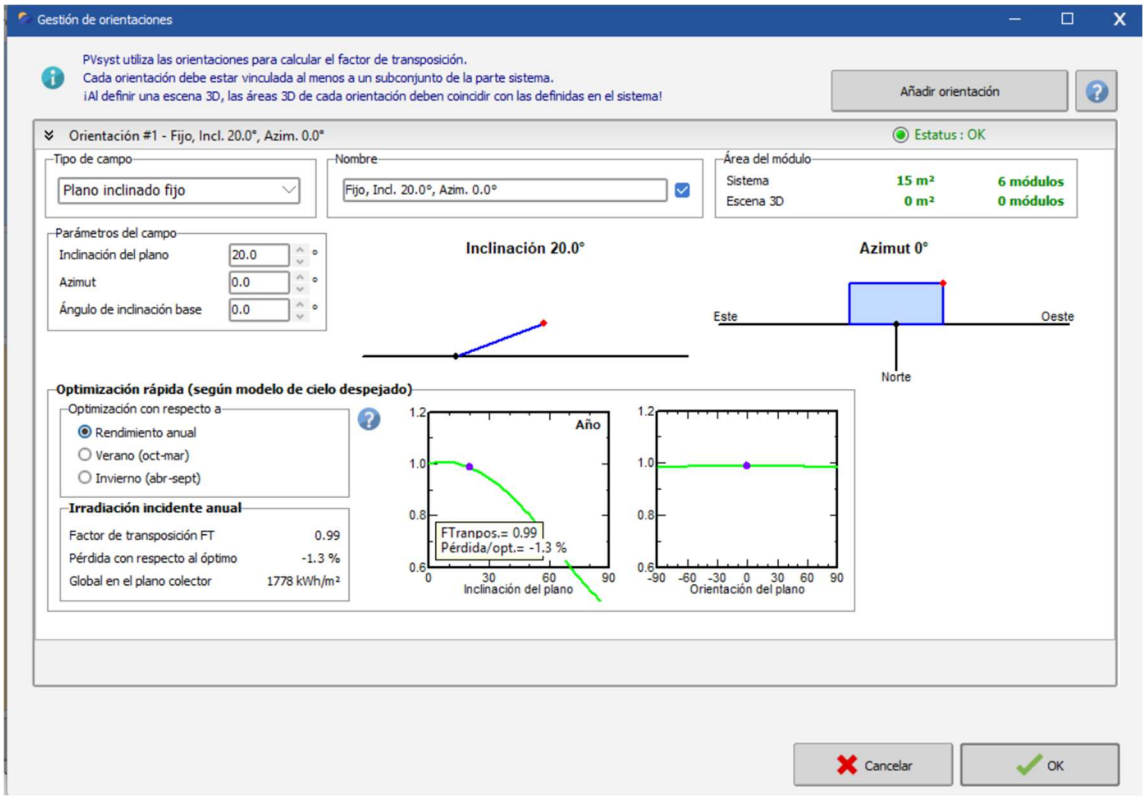
Con el fin de evitar el uso de una curva idealizada o perfectamente simétrica, se optó por obtener el perfil de generación desde una simulación fotovoltaica horaria. Este criterio permite representar con mayor realismo el comportamiento diario de la producción solar, considerando valores nulos durante la madrugada y la noche, incremento progresivo durante la mañana, valores máximos cercanos al mediodía y reducción durante la tarde. Además, al provenir de resultados horarios de simulación, la curva conserva pequeñas variaciones propias del comportamiento de la irradiancia y de la operación del sistema fotovoltaico, evitando representar una campana perfecta.

Para obtener la curva de generación, se realizó en PVsyst la simulación de un sistema fotovoltaico representativo asociado al punto de carga C23 del transformador 5504. Este punto fue seleccionado debido a que corresponde a un usuario con conexión trifásica dentro del modelo de red, lo cual permite trabajar con una configuración fotovoltaica coherente con el criterio de modelamiento utilizado en DIgSILENT PowerFactory. La selección de este punto no tiene como finalidad representar el diseño constructivo definitivo de un único usuario, sino obtener un sistema fotovoltaico técnicamente viable que permita generar la curva de producción, el rendimiento del sistema y las pérdidas asociadas.

La inclinación del plano generador se definió en 20°. Aunque el sector de estudio se encuentra próximo a la línea ecuatorial, donde las inclinaciones reducidas pueden presentar un buen desempeño energético anual, se adoptó este valor como criterio práctico de instalación. Una inclinación de 20° permite mantener una captación solar adecuada y, al mismo tiempo, favorece mantenimiento mediante agua de lluvia sobre la superficie de los módulos, contribuyendo a reducir la acumulación de polvo y suciedad. Este criterio resulta conveniente para sistemas instalados sobre cubiertas, ya que mejora las condiciones de drenaje y mantenimiento sin generar una penalización en la energía incidente sobre el plano del generador.

Figura 23

Definición de la orientación del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst.



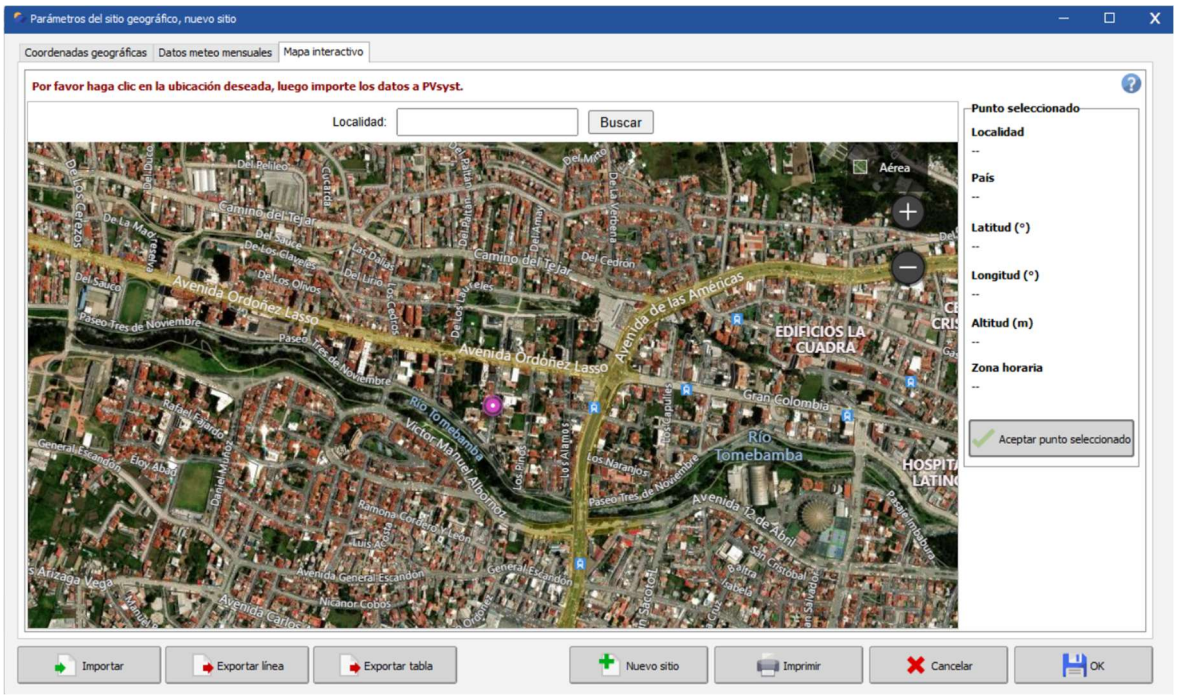
Nota. Elaboración propia a partir de pestaña de configuración de PVsyst.

La simulación se realizó con paso horario y con datos meteorológicos sintéticos de NASA POWER para las coordenadas del sector Puertas del Sol. El reporte de PVsyst

identifica el proyecto como “Sistema FV representativo C23 - TR5504”, con una potencia del sistema de 3300 Wp, ubicación en Puertas del Sol, Ecuador como se puede observar en la **Figura *24***, y datos meteorológicos NASA POWER satellite data 2001-2020 como se puede observar en la **Figura *25***.

Figura 24

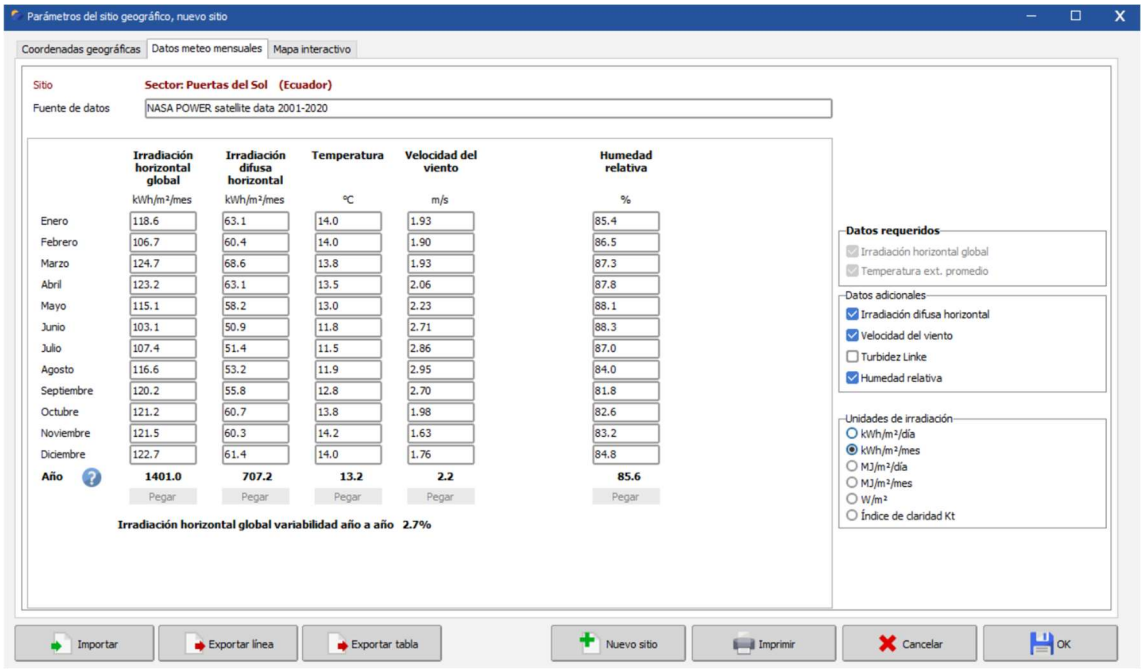
Ubicación geográfica del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst.



Nota. Elaboración propia a partir de PVsyst en el mapa interactivo.

Figura 25

Datos meteorológicos NASA POWER utilizados en PVsyst para el sector Puertas del Sol.

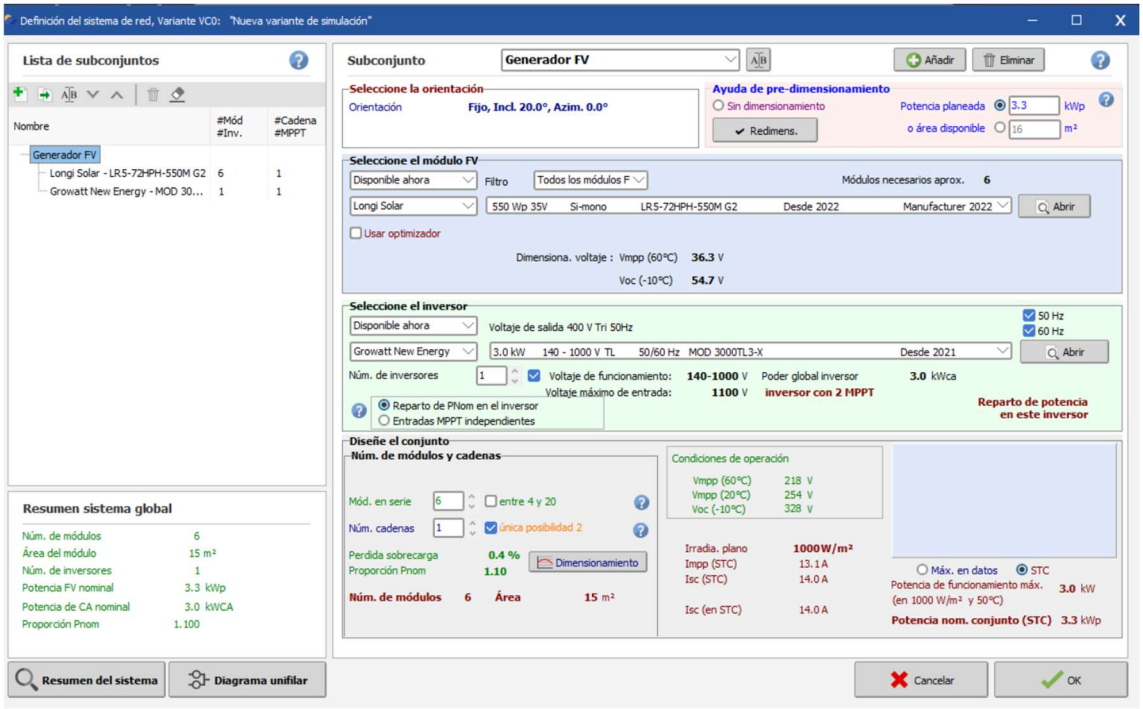


Nota. Elaboración propia a partir de los datos meteorológicos importados en PVsyst.

El sistema fotovoltaico representativo fue configurado con una potencia nominal de 3,30 kWp, compuesta por seis módulos fotovoltaicos de 550 Wp. Como equipo de conversión se empleó un inversor trifásico de 3,00 kWac, obteniéndose una relación entre la potencia del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor de 1,10.

Figura 26

Configuración del sistema fotovoltaico representativo C23-TR5504 en PVsyst.



Nota. Elaboración propia a partir de pestaña de configuración de PVsyst.

La simulación realizada en PVsyst permitió obtener los principales indicadores energéticos del sistema fotovoltaico representativo. Como resultado, se obtuvo una energía anual inyectada a la red de 3962,1 kWh/año, una producción específica de 1201 kWh/kWp·año y una proporción de rendimiento o Performance Ratio de 87,69 %. Estos valores corresponden a los resultados principales de la simulación horaria del sistema, donde también se reportan las variables mensuales de irradiación horizontal global, irradiación incidente en el plano del generador, irradiación efectiva, energía a la salida del arreglo fotovoltaico y energía inyectada a la red.

Figura 27

Resultados principales de la simulación del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst.

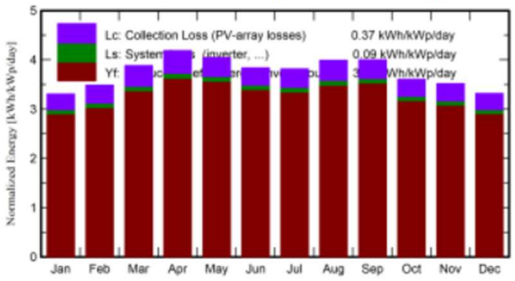
Main results

Simulation step
Hourly

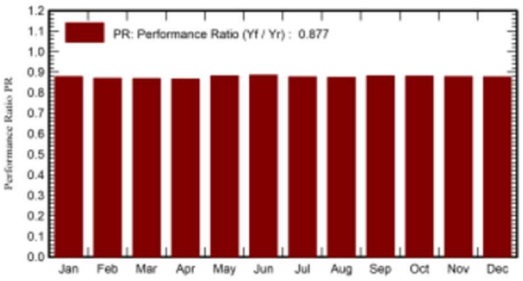
System Production

Produced Energy	3962.1 kWh/year	Specific production	1201 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	87.69 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	118.6	63.13	13.97	102.6	99.4	306.2	297.5	0.879
February	106.7	60.41	13.96	97.7	95.1	288.7	280.4	0.870
March	124.7	68.63	13.77	120.4	117.6	354.9	345.1	0.869
April	123.2	63.11	13.51	125.7	123.1	369.3	359.5	0.867
May	115.1	58.21	12.97	125.5	123.2	375.2	365.3	0.882
June	103.1	50.91	11.75	115.2	113.1	345.7	336.5	0.885
July	107.4	51.42	11.48	118.4	116.2	352.6	342.9	0.878
August	116.6	53.23	11.91	123.7	121.4	366.9	357.0	0.875
September	120.2	55.76	12.77	120.0	117.4	359.0	349.6	0.883
October	121.2	60.69	13.77	111.7	108.6	333.7	324.8	0.881
November	121.5	60.29	14.20	105.5	102.3	314.2	305.6	0.878
December	122.7	61.36	13.99	102.9	99.4	306.4	297.9	0.877
Year	1401.0	707.14	13.17	1369.2	1336.9	4072.9	3962.1	0.877

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en PVsyst.

Los resultados mensuales obtenidos en PVsyst muestran que la energía inyectada a la red varía durante el año. En el reporte se observa que los meses con mayor energía inyectada corresponden a mayo, con 365,3 kWh, y abril, con 359,5 kWh, mientras que los meses con menor energía inyectada corresponden a febrero, con 280,4 kWh, y enero, con 297,5 kWh. Esta variación mensual confirma que la producción fotovoltaica no debe representarse mediante un valor constante, sino mediante perfiles horarios que permitan reflejar el comportamiento variable del recurso solar y del sistema fotovoltaico.

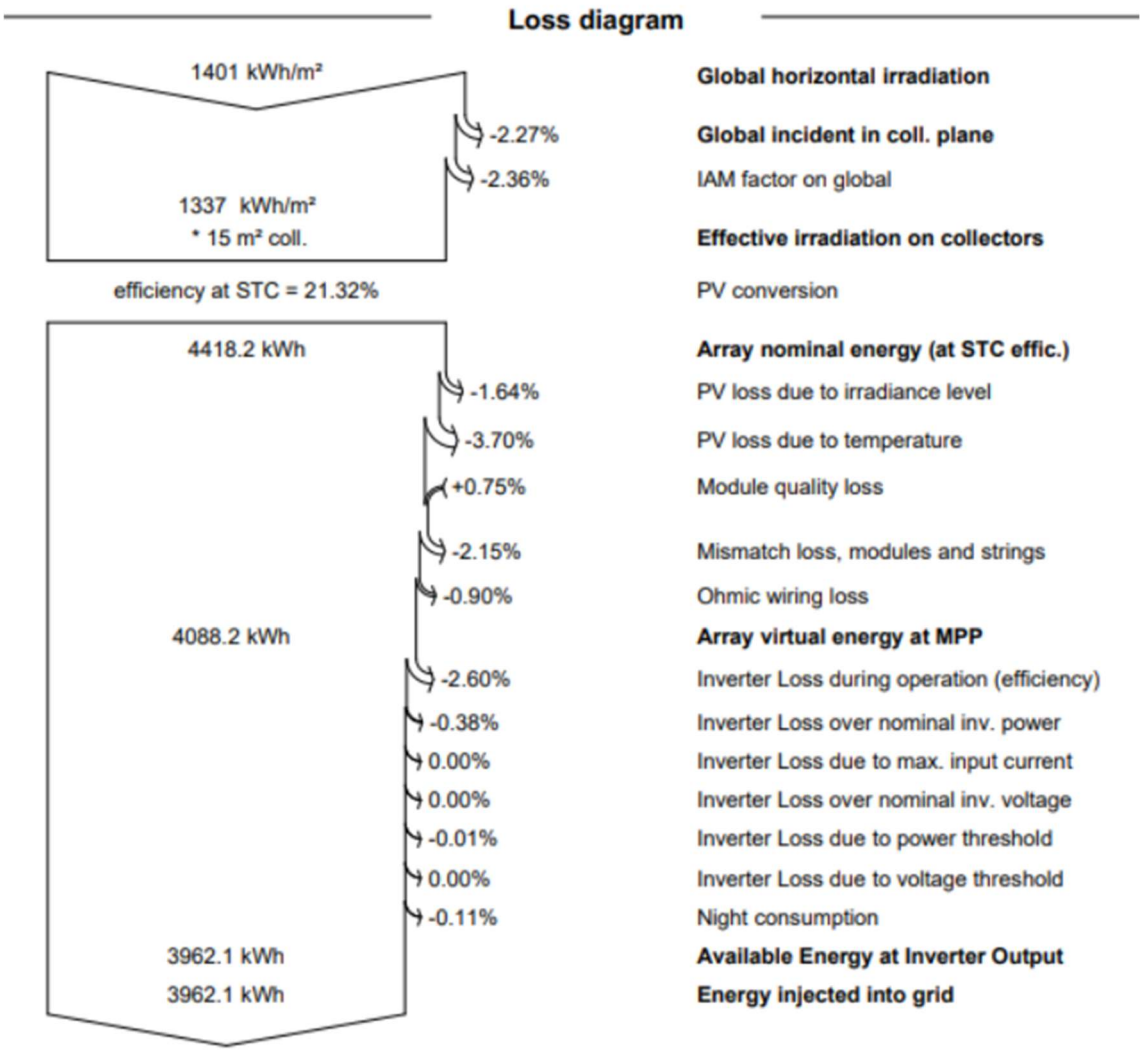
El diagrama de pérdidas obtenido en PVsyst, que se puede observar en la.

Figura 28, permitió identificar las principales reducciones de energía dentro del sistema. La simulación reportó una irradiación horizontal global anual de 1401 kWh/m² y una irradiación efectiva sobre los colectores de 1337 kWh/m².

A partir de esta energía disponible, el sistema presentó pérdidas asociadas al nivel de irradiancia, temperatura de operación, efecto IAM (Modificador del ángulo de incidencia), desajuste entre módulos, pérdidas óhmicas en corriente continua, eficiencia del inversor y consumo nocturno. El efecto IAM corresponde a la reducción de la irradiancia que alcanza efectivamente la superficie de las células fotovoltaicas respecto a la condición de incidencia normal, principalmente debido a las reflexiones que se producen en la cubierta de vidrio del módulo y que aumentan conforme varía el ángulo de incidencia de la radiación solar PVsyst SA (n.d.). Finalmente, la energía disponible a la salida del inversor y la energía inyectada a la red fueron de 3962,1 kWh/año.

Figura 28

Diagrama de pérdidas del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst.

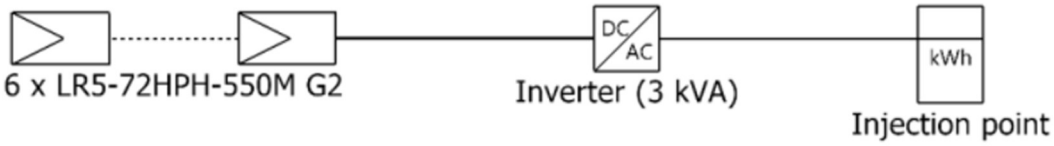


Nota. Elaboración propia a partir del diagrama de pérdidas generado en PVsyst.

El diagrama unifilar generado por PVsyst muestra la estructura general del sistema simulado, compuesto por seis módulos fotovoltaicos de 550 Wp, un inversor de 3 kW y el punto de inyección a la red. Este esquema permite visualizar de manera simplificada la conexión entre el campo fotovoltaico, el inversor y la red eléctrica, sirviendo como respaldo gráfico de la configuración empleada para obtener los resultados horarios de generación.

Figura 29

Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico representativo C23-TR5504.



Nota. Elaboración propia a partir del diagrama unifilar generado en PVsyst.

Para la construcción de las curvas de generación fotovoltaica se utilizó la información procesada en la tabla del **Anexo 8,** el cual muestra los datos de horarios exportados desde PVsyst. La variable principal empleada fue la energía inyectada a la red (E_{Grid}), debido a que representa la producción eléctrica efectiva entregada por el sistema fotovoltaico después de considerar la irradiancia disponible, la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos, las pérdidas del sistema y el rendimiento del inversor. Debido a que el paso de simulación fue de una hora, los valores horarios de E_{Grid} fueron considerados como potencia media horaria del sistema fotovoltaico.

Es importante señalar que la curva utilizada no corresponde directamente a la irradiancia solar, sino a la producción eléctrica del sistema fotovoltaico. La irradiancia constituye la variable de entrada que determina la disponibilidad del recurso solar; sin embargo, la energía inyectada a la red representa la salida útil del sistema después de pasar por los módulos, pérdidas eléctricas y conversión del inversor. Por esta razón, para el perfil cargado en DIgSILENT PowerFactory se empleó E_{Grid} normalizada, mientras que la irradiancia global incidente y la irradiancia efectiva fueron conservadas como variables de respaldo en el archivo de cálculo del **Anexo 8**, el cual mencionamos anteriormente**.**

Los valores negativos nocturnos de baja magnitud, asociados al consumo propio del inversor durante horas sin generación solar, fueron reemplazados por cero para la construcción de la curva de generación. Esta corrección se realizó debido a que dichos valores no representan producción fotovoltaica, sino consumos auxiliares mínimos del sistema. La información horaria original y la columna corregida se presentan en el **Anexo 8**, mientras que el procedimiento de selección de días representativos se resume en el **Anexo 9**.

Con base al **Anexo 9**, se generaron curvas representativas de producción fotovoltaica para los doce meses del año. Para cada mes se seleccionó un día representativo, considerando la cercanía entre la energía diaria inyectada a la red y el promedio mensual correspondiente. Este criterio permitió evitar la selección de días extremos, ya sean de generación demasiado alta o de generación anormalmente baja, y conservar perfiles horarios con comportamiento realista. De esta manera, las curvas seleccionadas reflejan una producción solar típica no idealizada, con pequeñas variaciones horarias propias de la simulación.

La normalización de cada curva mensual se realizó respecto al valor máximo horario del día representativo seleccionado. La expresión utilizada fue:

$$P_{FV,p.u.,mes}(t) = \frac{P_{FV,mes}(t)}{P_{FV,max,día}}$$

Donde, $P_{FV,p.u.,mes}(t)$ representa la producción fotovoltaica normalizada en la hora t para el mes analizado; $P_{FV,mes}(t)$ corresponde a la potencia media horaria obtenida a partir de E_{Grid} para el día representativo; y $P_{FV,max,día}$ representa el valor máximo horario de generación del día seleccionado.

Como ejemplo de aplicación del procedimiento, se considera el mes de enero, cuyo día representativo seleccionado en el **Anexo 9** fue el 08/01. Para este día, la energía diaria inyectada a la red fue de:

$$E_{Grid,día} = 9{,}5202\ kWh/día$$

Mientras que el promedio mensual de energía diaria para enero fue:

$$E_{Grid,prom,enero} = 9{,}5557\ kWh/día$$

La cercanía entre estos dos valores permitió considerar dicho día como representativo del comportamiento mensual de generación fotovoltaica. A partir de los valores de E_{Grid} del día seleccionado, se identificó que la máxima producción horaria se presentó a las 11h00, con un valor de:

$$P_{FV,max,día} = 1{,}3882\ kWh$$

Debido a que el paso de simulación de PVsyst fue de una hora, este valor se consideró como potencia media horaria equivalente para el proceso de normalización. Por tanto, cada valor horario de generación fue dividido para 1,3882, obteniendo así la curva en por unidad correspondiente al mes de enero.

Por ejemplo, para las 08h00, el valor horario de energía inyectada a la red fue:

$$P_{FV,enero}(08h00) = 0{,}7859\ kWh$$

Aplicando la ecuación de normalización:

$$P_{FV,p.u.,enero}(08h00) = \frac{0{,}7859}{1{,}3882}$$

$$P_{FV,p.u.,enero}(08h00) = 0{,}5661\ p.u.$$

De la misma manera, para las 11h00, al coincidir el valor máximo diario:

$$P_{FV,p.u.,enero}(11h00) = \frac{1{,}3882}{1{,}3882}$$

$$P_{FV,p.u.,enero}(11h00) = 1\ p.u.$$

Para las 14h00, la potencia inyectada fue:

$$P_{FV,p.u.,enero}(14h00) = 1{,}2251\ kWh$$

Por lo que:

$$P_{FV,p.u.,enero}(14h00) = \frac{1{,}2251}{1{,}3882}$$

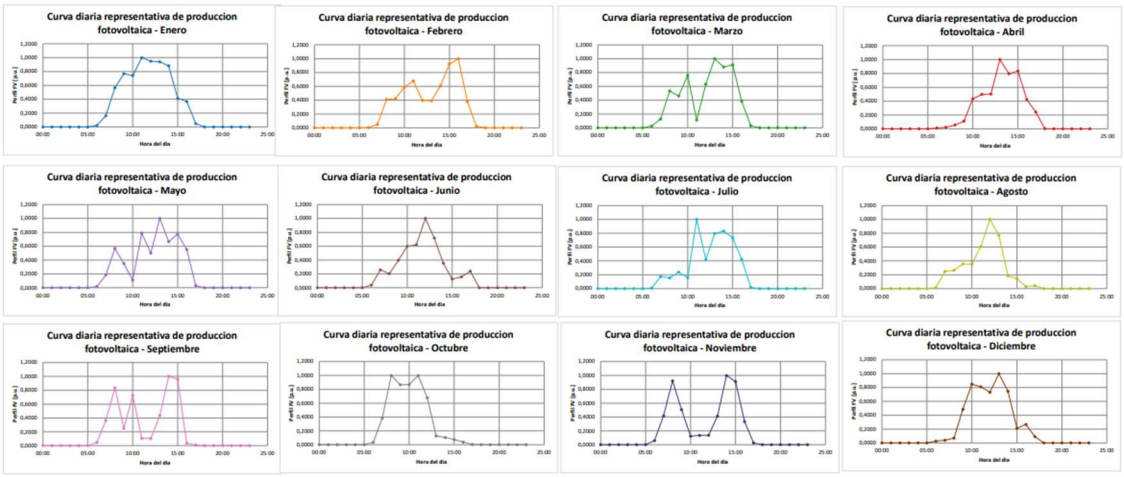
$$P_{FV,p.u.,enero}(14h00) = 0{,}8825\ p.u.$$

Este procedimiento se aplicó a las 24 horas del día representativo de enero y se repitió para los once meses restantes. De esta manera, cada curva mensual quedó expresada en valores por unidad, permitiendo su incorporación en DIgSILENT PowerFactory como característica horaria de generación fotovoltaica. La tabla completa con los días representativos seleccionados, los valores horarios de E_{Grid}, se presenta en el **Anexo 9**. Las curvas normalizadas y los perfiles listos para la simulación se presentan en el **Anexo 10,** el cual muestra las Curvas FV normalizadas para DIgSILENT PowerFactory.

Como resultado de este procedimiento se obtuvo una curva normalizada en valores por unidad ($p.u.$) para cada mes del año. Estas curvas fueron incorporadas en DIgSILENT PowerFactory como características horarias de generación fotovoltaica. Sin embargo, para la simulación de los escenarios de flujo de potencia se utilizó una curva representativa, mientras que las doce curvas mensuales se conservaron en el modelo y en el **Anexo 11** como respaldo metodológico del comportamiento del horario de la generación solar.

Figura 30

Curvas diarias representativas de producción fotovoltaica obtenidas desde PVsyst.



Nota. Elaboración propia.

La curva de producción fotovoltaica empleada en el modelo presenta valores nulos durante la madrugada y la noche, incremento durante las primeras horas de la mañana, valores máximos cercanos al mediodía y disminución progresiva durante la tarde. Además, al tratarse de un perfil obtenido a partir de un día representativo de simulación y no de un promedio suavizado, la curva conserva variaciones horarias que permiten evitar una representación perfectamente simétrica. Esto resulta adecuado para el estudio, debido a que el objetivo es representar una producción solar típica y variable, no una curva ideal.

Para su uso en DIgSILENT PowerFactory, el valor de $1{,}00\ p.u.$ representa la máxima producción del sistema fotovoltaico en el día seleccionado, mientras que los valores inferiores indican la fracción de potencia generada en cada hora. Por ejemplo, si un sistema fotovoltaico modelado tiene una potencia nominal de $3{,}00\ kW$ y la curva horaria presenta un valor de $0.80\ p.u.$, la potencia activa inyectada en ese instante será:

$$P_{FV}(t) = 3{,}00 \cdot 0{,}80 = 2{,}40\ kW$$

Este criterio permite aplicar la misma forma de curva a los sistemas fotovoltaicos representados en la red, escalando la generación según la potencia asignada a cada punto de carga. De esta manera, el perfil horario obtenido desde PVsyst se utiliza como una herramienta de modelamiento para representar la variabilidad diaria de la producción fotovoltaica dentro de la red de baja tensión del transformador 5504.

Finalmente, la incorporación de esta curva en DIgSILENT PowerFactory permite evaluar el impacto de la generación fotovoltaica en los horarios en los que realmente existe producción solar. Para el análisis del alivio de carga del transformador se prioriza el periodo de mayor generación diurna, mientras que para el escenario de máxima demanda nocturna la generación fotovoltaica se considera nula o despreciable. Esta diferenciación evita mezclar condiciones de operación que no ocurren simultáneamente, debido a que la máxima producción fotovoltaica ocurre durante el día, mientras que la demanda residencial máxima suele presentarse en horario nocturno al igual que la comercial.

CAPÍTULO IV

4.1 Definición de escenarios de simulación

Para evaluar el impacto técnico de la generación fotovoltaica en la red de baja tensión asociada al transformador 5504, se definieron escenarios de penetración fotovoltaica considerando los puntos de carga modelados en DIgSILENT PowerFactory. El propósito de estos escenarios es comparar la condición inicial de operación de la red, sin generación distribuida, frente a distintos niveles de incorporación fotovoltaica, con el fin de analizar posteriormente su efecto sobre la cargabilidad del transformador, los perfiles de tensión, los flujos de potencia y las pérdidas técnicas.

En el presente estudio se trabajó con 32 puntos de carga, identificados desde C1 hasta C32. Estos puntos corresponden a las cargas representadas dentro del modelo eléctrico del transformador 5504. La penetración fotovoltaica se definió como la relación entre el número de puntos de carga a los que se les asigna generación fotovoltaica y el número total de puntos de carga considerados en la red. Por tanto, en esta etapa metodológica, el porcentaje de penetración no representa directamente un porcentaje de potencia instalada, sino el porcentaje de puntos de carga que incorporan sistemas fotovoltaicos dentro del modelo.

La penetración efectiva se calculó mediante la siguiente expresión:

$$Penetración_{efectiva} = \frac{N_{FV}}{N_{total}} \times 100$$

Donde N_{FV} representa el número de puntos de carga seleccionados con generación fotovoltaica y N_{total} corresponde al número total de puntos de carga modelados, equivalente a 32.

Debido a que algunos porcentajes de penetración no generan un número entero de puntos de carga, fue necesario aplicar un criterio de redondeo al entero más cercano. Este criterio permitió convertir cada porcentaje solicitado en una cantidad concreta de puntos de carga para su implementación en DIgSILENT PowerFactory.

Por ejemplo, se considera el escenario de 20 % de penetración fotovoltaica. En este caso, el modelo cuenta con un total de 32 puntos de carga y la herramienta seleccionó 6 puntos con generación fotovoltaica. Aplicando la expresión anterior se obtiene:

$$Penetración_{efectiva} = \frac{6}{32} \times 100$$

$$Penetración_{efectiva} = 18{,}75\%$$

Este resultado indica que, aunque el escenario fue definido como una penetración solicitada del 20 %, la penetración efectiva implementada en el modelo corresponde a 18,75 %, debido a que el número de puntos de carga debe expresarse como un valor entero. Es decir, no es posible asignar generación fotovoltaica a 6,4 puntos de carga, por lo que se seleccionaron 6 puntos completos para representar el escenario E1.

De manera similar, los escenarios de 60 % y 80 % se representaron mediante 19 y 26 puntos de carga, respectivamente. En estos casos, la penetración efectiva obtenida fue de 59,38 % para el escenario E2 y 81,25 % para el escenario E3. El escenario E4 corresponde al 100 %, por lo que incorpora generación fotovoltaica en los 32 puntos de carga considerados en el modelo.

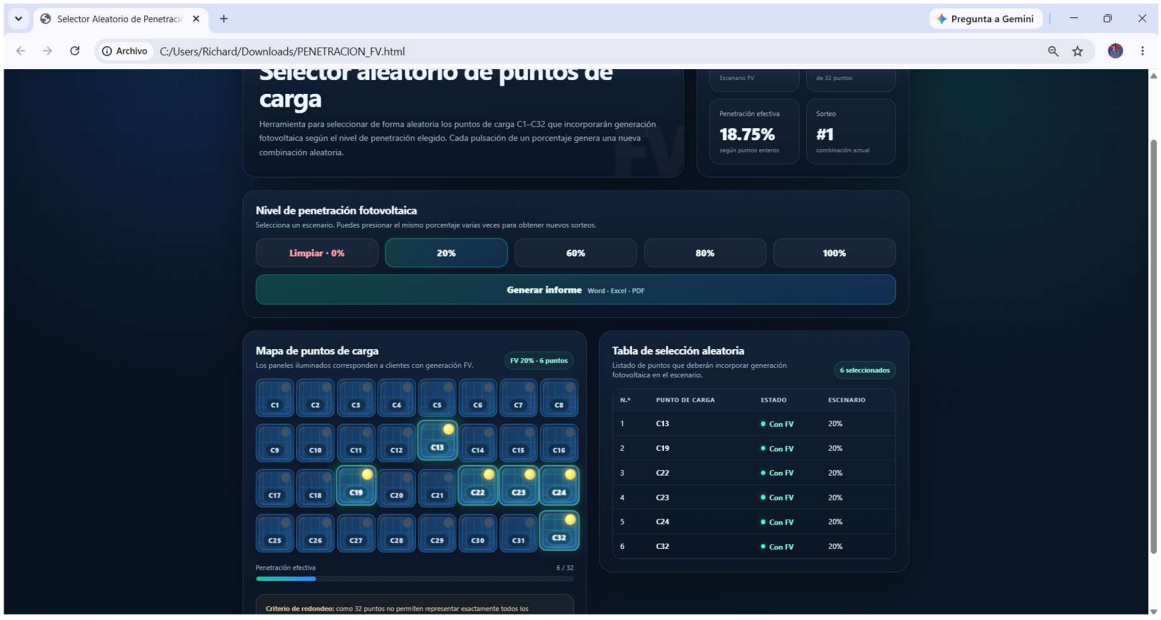
Para definir los puntos de carga que incorporan generación fotovoltaica en cada escenario se utilizó una herramienta de apoyo desarrollada en HTML con asistencia de inteligencia artificial. Esta herramienta fue creada específicamente para seleccionar de forma aleatoria los puntos de carga C1 - C32 según el porcentaje de penetración escogido.

El código de la herramienta desarrollada en HTML establece un total de 32 puntos, el cual, mediante el redondeo del producto entre el total de puntos y el porcentaje solicitado, ejecuta un sorteo aleatorio para definir los puntos con generación fotovoltaica. Además, permite generar informes en formato Word, Excel y PDF, conservando la selección activa del escenario generado.

La herramienta incluye botones para los niveles de penetración de 0 %, 20 %, 60 %, 80 % y 100 %. Al seleccionar un porcentaje, el sistema ilumina gráficamente los puntos de carga seleccionados y genera una tabla con el estado de cada punto, indicando si se encuentra “Con FV” o “Sin FV”. Esta funcionalidad permitió evitar una asignación manual dirigida y mantener un procedimiento organizado para la definición de los escenarios. Aunque la selección es aleatoria, cada escenario queda documentado mediante un informe específico, lo cual permite reproducir la misma asignación dentro del modelo de simulación.

Figura 31

Herramienta HTML para la selección aleatoria de puntos de carga con penetración fotovoltaica.



Nota. Elaboración propia.

En el escenario de 20 % de penetración fotovoltaica, la herramienta generó el informe FV-020-S001. En este caso, se seleccionaron 6 puntos de carga de un total de 32, obteniéndose una penetración efectiva de 18,75 %. Los puntos seleccionados fueron C8, C9, C16, C21, C22 y C30. Como se puede observar en el **Anexo 12**, donde este escenario representa una condición de baja incorporación fotovoltaica, útil para evaluar los primeros efectos de la generación distribuida sobre la red.

En el escenario de 60 % de penetración fotovoltaica, la herramienta generó el informe FV-060-S002. Para este caso se seleccionaron 19 puntos de carga de un total de 32, alcanzando una penetración efectiva de 59,38 %. Los puntos seleccionados fueron C5, C7, C10, C11, C13, C14, C16, C17, C19, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C29, C30 y C32. Como se puede observar en el **Anexo 13**, donde este escenario permite representar una condición de incorporación fotovoltaica media-alta, en la que más de la mitad de los puntos de carga incorporan generación local.

En el escenario de 80 % de penetración fotovoltaica, la herramienta generó el informe FV-080-S003. En este caso fueron seleccionados 26 puntos de carga de un total de 32, lo que equivale a una penetración efectiva de 81,25 %. Los puntos seleccionados fueron C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C12, C13, C14, C15, C17, C18, C21, C22, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30 y C32. Como se puede observar en el **Anexo 14**, donde este escenario representa una condición de alta penetración fotovoltaica, útil para observar cambios más relevantes en la operación de la red.

En el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica, la herramienta generó el informe FV-100-S004. Este escenario considera la incorporación de generación fotovoltaica en los 32 puntos de carga, alcanzando una penetración efectiva de 100,00 %. Como se puede observar en el **Anexo 15**, donde todos los puntos desde C1 hasta C32

fueron asignados con generación fotovoltaica dentro del modelo. Este escenario representa la condición máxima de integración considerada en la investigación.

Tabla 5

Escenarios de penetración fotovoltaica para el transformador 5504.

Escenario	Código del informe	Penetración FV	Usuarios FV aproximados	Descripción
Base	-	0%	0 de 32	Escenario base sin generación fotovoltaica.
E1	FV-020-S001	20%	6 de 32	Penetración baja de autoconsumo residencial.
E2	FV-060-S002	60%	19 de 32	Penetración media-alta para observar cambios en flujos.
E3	FV-080-S003	80%	26 de 32	Penetración alta con posible reducción de carga.
E4	FV-100-S004	100%	32 de 32	Todos los usuarios residenciales con sistemas FV.

Nota. Elaboración propia.

El uso de la herramienta HTML permitió establecer un procedimiento trazable para la definición de escenarios de penetración fotovoltaica, considerando una asignación aleatoria de los puntos de carga con generación FV. Este criterio busca representar una condición más cercana a la realidad, ya que la instalación de sistemas fotovoltaicos depende de la decisión individual de cada usuario y no necesariamente ocurre de forma ordenada o uniforme a lo largo de la red. Por esta razón, la selección aleatoria permite simular que cualquier punto de carga, independientemente de su ubicación dentro del circuito, puede incorporar o no generación fotovoltaica. Cada informe generado contiene el identificador del escenario, el porcentaje de penetración solicitado, el número de puntos

seleccionados, la penetración efectiva y el listado completo de puntos con y sin generación fotovoltaica. Esta información fue utilizada como base para asignar los sistemas fotovoltaicos correspondientes en el modelo de simulación.

4.1.1 Escenario base sin generación fotovoltaica

El escenario base representa la condición actual de operación de la red del transformador 5504 sin presencia de generación fotovoltaica residencial, el cual se puede apreciar en el **Anexo 17**. En este escenario se ingresan únicamente las cargas residenciales y, según la condición horaria analizada, las cargas de alumbrado público. El objetivo del escenario base es establecer una referencia inicial para comparar los efectos de los sistemas fotovoltaicos.

En este escenario se registran la cargabilidad del transformador, los perfiles de tensión en los nodos seleccionados, las pérdidas técnicas de la red. Estos resultados constituyen la línea base del estudio. Cualquier mejora o afectación observada en los escenarios con fotovoltaica se evalúa respecto de este caso.

4.1.2 Escenario con generación fotovoltaica

Los escenarios con autoconsumo fotovoltaico se definen incorporando sistemas fotovoltaicos residenciales en una fracción de los usuarios conectados al transformador 5504. En el **Anexo 16** incluye los criterios de penetración asociados al número de abonados, considerando un total de 32 usuarios. Con base en ello, se pueden analizar niveles de penetración del 20 %, 60 %, 80 % y 100 %, o ajustar estos porcentajes según el alcance final del presente trabajo de investigación.

4.2 Condiciones operativas para la simulación en DIgSILENT PowerFactory

Las simulaciones se ejecutaron mediante flujo de potencia en estado estacionario. Para cada escenario se consideraron voltajes en nodos, corrientes en conductores,

potencia activa y reactiva, potencia aparente del transformador, cargabilidad de tramos y pérdidas técnicas. El flujo de potencia permite determinar cómo se reparte la energía en la red para una condición determinada de carga y generación.

Se consideraron dos condiciones operativas principales. La primera corresponde a una condición diurna, asociada al periodo de máxima generación fotovoltaica, en la cual se evalúa el alivio de carga del transformador y la posible elevación de tensión. La segunda corresponde a una condición nocturna o de demanda máxima, en la cual la generación fotovoltaica no está disponible y la red opera únicamente con demanda convencional. Esta comparación permite diferenciar el beneficio del autoconsumo durante horas solares de la condición crítica nocturna que puede mantenerse sin alivio fotovoltaico.

Tabla 6

Condiciones operativas consideradas en el flujo de potencia.

Condición	Carga residencial	Alumbrado público	Generación FV	Propósito del análisis
Diurna	Demanda representativa diurna.	No conectada o reducida	Activa	Evaluar alivio de carga y elevación de tensión.
Nocturna	Demanda a máxima residencial.	Conectada	Nula	Evaluar condición crítica sin aporte solar.
Base calibrada	Carga ajustada al registro de cargabilidad.	Según condición evaluada	Nula	Validar el modelo del transformador 5504.

Nota. Elaboración propia.

4.3 Pruebas y análisis de resultados

4.3.1 Análisis de cargabilidad del transformador en el escenario base

Para analizar el comportamiento horario del transformador en el escenario base, se seleccionaron tres horas representativas: 06h00, 15h00 y 20h00. Estos horarios permiten observar la variación de la cargabilidad durante una condición matutina, una condición diurna asociada al periodo de generación fotovoltaica y una condición nocturna de alta demanda.

En la condición de las 06h00, el transformador presentó una cargabilidad de 21,80 %, este resultado fue verificado mediante el procedimiento de cálculo presentado en el **Anexo 17**. Este valor indica una condición de baja utilización del transformador, asociada a una demanda reducida en las primeras horas del día. En este horario, aunque algunas cargas residenciales pueden empezar a incrementarse, la demanda total de la red todavía no alcanza sus valores máximos. Además, de acuerdo con el perfil horario configurado para el alumbrado público, esta carga se encuentra desconectada en la hora seleccionada, por lo que no aporta demanda adicional al transformador en esta condición de análisis.

Figura 32

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 06h00.

	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	21,79941

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En la condición de las 15h00, la cargabilidad del transformador fue de 54,20 %. De igual manera, el valor de cargabilidad se respalda en el procedimiento presentado en el **Anexo 16**. Este valor representa una condición de utilización media del equipo, en la

cual la red mantiene demanda residencial y comercial durante el periodo diurno. Este horario resulta especialmente importante para la investigación, debido a que corresponde a un periodo diurno en el que todavía existe un aporte de generación fotovoltaica, tal como se puede observar en la **Figura *30***. En consecuencia, este punto horario servirá posteriormente como referencia para evaluar el alivio de carga producido por los escenarios con penetración fotovoltaica.

Figura 33

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 15h00.



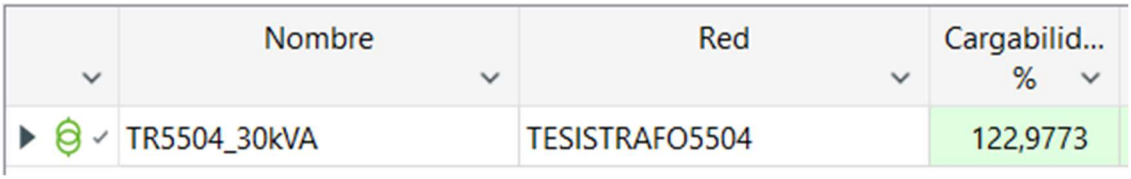
	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	54,19667

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En la condición de las 20h00, el transformador alcanzó una cargabilidad de 122,98 %. Este valor de cargabilidad obtenido se respalda en el procedimiento presentado en el **Anexo 16**, superando su capacidad nominal. Este resultado confirma que la condición crítica del transformador 5504 se presenta en horario nocturno, cuando la demanda residencial se incrementa por el uso simultáneo de cargas en los hogares, comercio nocturno y el alumbrado público se encuentra conectado. Al superar el 100 %, el transformador opera en condición de sobrecarga respecto a su potencia nominal, lo que justifica la selección de este equipo como caso de estudio.

Figura 34

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario base a las 20h00.



	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	122,9773

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

La comparación entre los tres horarios muestra una variación en la exigencia operativa del transformador. A las 06h00, la cargabilidad es baja, con 21,80 %; a las 15h00, aumenta hasta 54,20 %; y a las 20h00, alcanza 122,98 %, valor que representa la condición más crítica del escenario base.

Estos resultados permiten establecer la referencia inicial para el análisis de los escenarios con generación fotovoltaica. La condición de las 15h00 será especialmente relevante para evaluar el efecto de alivio de carga, debido a que corresponde al periodo en el que existe aporte de generación solar. En cambio, la condición de las 20h00 permite reconocer que la generación fotovoltaica no coincide con el horario de máxima cargabilidad del transformador, ya que durante la noche la producción solar es nula. Por esta razón, el autoconsumo fotovoltaico puede contribuir al alivio de carga durante las horas solares, pero no necesariamente elimina la condición crítica nocturna asociada a la demanda máxima residencial, comercial y de alumbrado público.

4.3.2 Análisis del alivio de carga por penetración fotovoltaica

El alivio de carga del transformador se evaluó mediante la comparación entre la cargabilidad obtenida en el escenario base y la cargabilidad registrada en los escenarios con penetración fotovoltaica. Este indicador permite determinar en qué medida la

incorporación de generación distribuida reduce la exigencia operativa del transformador 5504 durante los horarios de análisis.

Para mantener coherencia con el análisis horario desarrollado en el apartado anterior, el alivio de carga se evaluó en los mismos tres horarios de simulación: 06h00, 15h00 y 20h00. De esta manera, los resultados de los escenarios con penetración fotovoltaica pueden compararse directamente con la cargabilidad del transformador obtenida en el escenario base, permitiendo identificar la variación del nivel de carga en condiciones de bajo aporte fotovoltaico, generación solar diurna y demanda nocturna.

Para los escenarios con generación fotovoltaica, los sistemas FV incorporados en DIgSILENT PowerFactory fueron configurados con el perfil horario de generación correspondiente al mes de enero. Este perfil fue obtenido a partir del procesamiento horario de resultados de PVsyst y representa una curva diaria de producción fotovoltaica no idealizada, con valores nulos durante la madrugada y la noche, incremento durante la mañana, producción alrededor del mediodía y reducción durante la tarde. Por tanto, los resultados de alivio de carga dependen de la coincidencia entre la demanda horaria del sistema y la generación fotovoltaica disponible según dicho perfil.

El alivio de carga se calculó mediante la siguiente expresión:

$$Alivio(\%) = \left[\frac{C_{base} - C_{FV}}{C_{base}}\right] \times 100$$

Donde C_{base} representa la cargabilidad del transformador en el escenario sin generación fotovoltaica, y C_{FV} corresponde a la cargabilidad obtenida en cada escenario con penetración fotovoltaica. Si el resultado es positivo, existe reducción de cargabilidad respecto al escenario base; si es igual a cero, no existe alivio; y si el resultado es negativo, el escenario con generación fotovoltaica incrementa la exigencia del transformador.

Por ejemplo, se considera el escenario E1 a las 15h00. En el escenario base, la cargabilidad del transformador a esta hora fue de 54,20 %, mientras que en el escenario E1, correspondiente al 20 % de penetración fotovoltaica, la cargabilidad disminuyó a 49,45 %. Aplicando la expresión anterior se obtiene:

$$Alivio(\%) = \left[\frac{54{,}20 - 49{,}45}{54{,}20}\right] \times 100$$

$$Alivio(\%) = \left[\frac{4{,}75}{54{,}20}\right] \times 100$$

$$Alivio(\%) = 8{,}76\%$$

Este resultado indica que, para el escenario E1 a las 15h00, la incorporación de generación fotovoltaica permitió reducir la cargabilidad del transformador en aproximadamente 8,76 % respecto al escenario base. Por tanto, el valor obtenido representa la reducción de cargabilidad producida por los sistemas fotovoltaicos en esta condición horaria específica.

El mismo procedimiento fue aplicado para los escenarios E2, E3 y E4, comparando siempre la cargabilidad de cada escenario con la cargabilidad del escenario base en la misma hora de análisis.

En el escenario base, la cargabilidad del transformador presenta una variación importante a lo largo del día. A las 06h00, el transformador registra una cargabilidad de 21,80 %, lo que corresponde a una condición de baja demanda. A las 15h00, la cargabilidad aumenta a 54,20 %, reflejando una mayor participación de las cargas residenciales y comerciales durante el periodo diurno. Finalmente, a las 20h00, la cargabilidad alcanza 122,98 %, superando la potencia nominal del transformador. Este resultado confirma que la condición crítica del transformador 5504 se presenta en horario

nocturno, cuando no existe generación fotovoltaica disponible y coinciden la demanda residencial, la actividad comercial vespertina/nocturna y el alumbrado público.

En la **Figura *35***, se muestran los resultados obtenidos para el escenario E1, correspondiente al 20 % de penetración fotovoltaica. Este escenario incorpora sistemas FV en una fracción reducida de los puntos de carga, por lo que permite observar el efecto inicial de la generación distribuida sobre la cargabilidad del transformador.

Figura 35

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E1 de 20 % para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	21,56267

(a)

	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	49,44736

(b)

	Nombre	Red	Cargabilid... %
▶	TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	122,9773

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E1, correspondiente al 20 % de penetración fotovoltaica, la cargabilidad del transformador fue de 21,56 % a las 06h00, 49,45 % a las 15h00 y 122,98

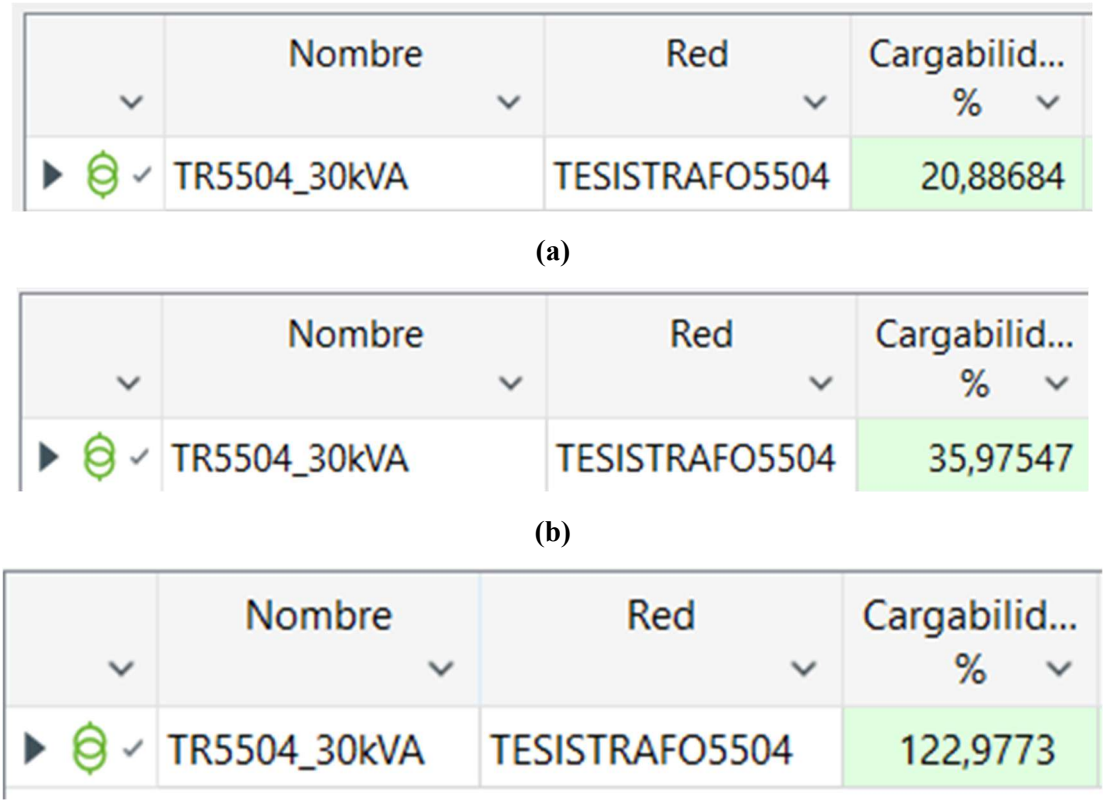
% a las 20h00. A las 06h00, la diferencia respecto al escenario base es reducida, debido a que el perfil fotovoltaico de enero todavía presenta un aporte limitado de generación durante las primeras horas del día. En este horario, la cargabilidad disminuye de 21,80 % a 21,56 %, equivalente a un alivio aproximado de 1,10 %.

A las 15h00 se presenta un efecto considerablemente mayor comparado a los otros escenarios. La cargabilidad disminuye de 54,20 % en el escenario base a 49,45 % en E1, lo que representa un alivio aproximado de 8,76 %. Esto demuestra que incluso una penetración fotovoltaica del 20 % produce una reducción apreciable de la cargabilidad del transformador durante el horario solar. A las 20h00, la cargabilidad se mantiene en 122,98 %, igual que en el escenario base, debido a que en horario nocturno no existe generación fotovoltaica.

En la **Figura *36***, se presentan los resultados del escenario E2, correspondiente al 60 % de penetración fotovoltaica. En este caso, el número de puntos de carga con generación FV aumenta, por lo que se espera una mayor reducción de la demanda neta durante las horas de producción solar.

Figura 36

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E2 de 60 % para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E2, correspondiente al 60 % de penetración fotovoltaica, la cargabilidad del transformador fue de 20,89 % a las 06h00, 35,98 % a las 15h00 y 122,98 % a las 20h00. A las 06h00, la cargabilidad presenta una reducción moderada respecto al escenario base, pasando de 21,80 % a 20,89 %, equivalente a un alivio aproximado de 4,17 %.

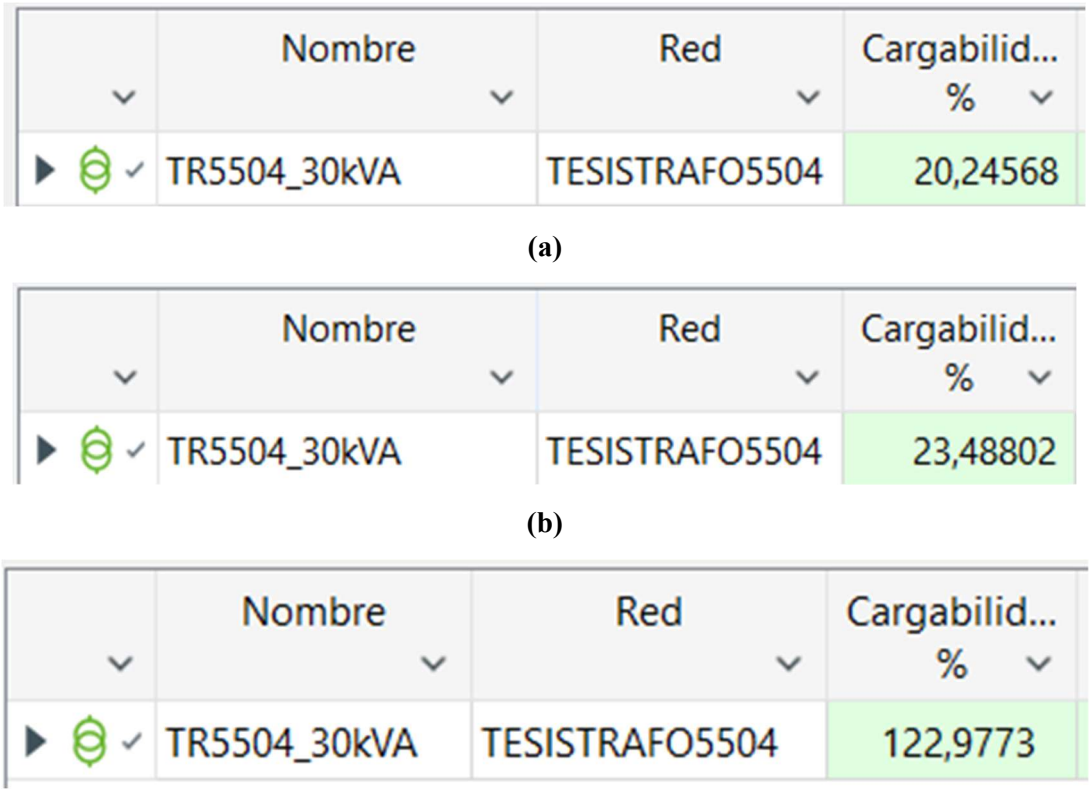
En cambio, a las 15h00, la cargabilidad disminuye de 54,20 % en el escenario base a 35,98 %, lo que representa un alivio aproximado de 33,62 %. Esta diferencia muestra el efecto que produce el incremento de la penetración fotovoltaica durante el periodo de

mayor disponibilidad solar comparado a los otros escenarios. A las 20h00, la cargabilidad permanece en 122,98 %, confirmando que no existe alivio asociado a la generación fotovoltaica durante el horario nocturno.

En la ***Figura 37***, se muestran los resultados correspondientes al escenario E3, asociado al 80 % de penetración fotovoltaica. Este escenario representa una condición de alta incorporación FV dentro de la red de baja tensión.

Figura 37

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E3, correspondiente al 80 % de penetración fotovoltaica, la cargabilidad del transformador fue de 20,25 % a las 06h00, 23,49 % a las 15h00 y 122,98

% a las 20h00. A las 06h00 se mantiene una reducción moderada respecto al escenario base, debido al limitado aporte fotovoltaico disponible en las primeras horas del día. La cargabilidad disminuye de 21,80 % a 20,25 %, equivalente a un alivio aproximado de 7,11 %.

A las 15h00, la cargabilidad disminuye de 54,20 % en el escenario base a 23,49 %, lo que representa un alivio aproximado de 56,66 %. Esto indica una reducción considerable de la exigencia operativa del transformador respecto a los escenarios de menor penetración fotovoltaica. A las 20h00, la cargabilidad permanece en 122,98 %, debido a la ausencia de generación fotovoltaica durante el horario nocturno.

En la **Figura 38**, se presentan los resultados del escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica. En este caso, todos los puntos de carga considerados en el modelo incorporan sistemas FV, por lo que representa la condición máxima de integración fotovoltaica analizada en la red del transformador 5504.}

Figura 38

Cargabilidad del transformador 5504 en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



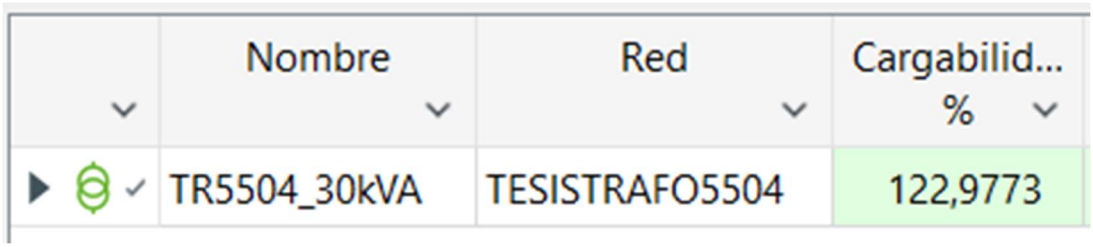
Nombre	Red	Cargabilid... %
TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	19,976

(a)



Nombre	Red	Cargabilid... %
TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	18,47348

(b)



Nombre	Red	Cargabilid... %
TR5504_30kVA	TESISTRAFO5504	122,9773

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica, la cargabilidad del transformador fue de 19,98 % a las 06h00, 18,47 % a las 15h00 y 122,98 % a las 20h00. A las 06h00, la cargabilidad disminuye respecto al escenario base de 21,80 % a 19,98 %, equivalente a un alivio aproximado de 8,35 %. Aunque la generación disponible durante este horario todavía es reducida, la incorporación de sistemas fotovoltaicos en la totalidad de los puntos de carga produce una mayor reducción que en los escenarios anteriores.

A las 15h00, la cargabilidad es de 18,47 %, valor inferior al 54,20 % registrado en el escenario base y equivalente a un alivio aproximado de 65,92 %. Este corresponde al menor valor de cargabilidad obtenido entre los escenarios analizados para este horario y, en consecuencia, representa el mayor alivio de carga del transformador. A las 20h00, la cargabilidad permanece en 122,98 %, debido a que la generación fotovoltaica es nula durante el horario nocturno.

Tabla 7

Alivio de carga del transformador 5504 respecto al escenario base.

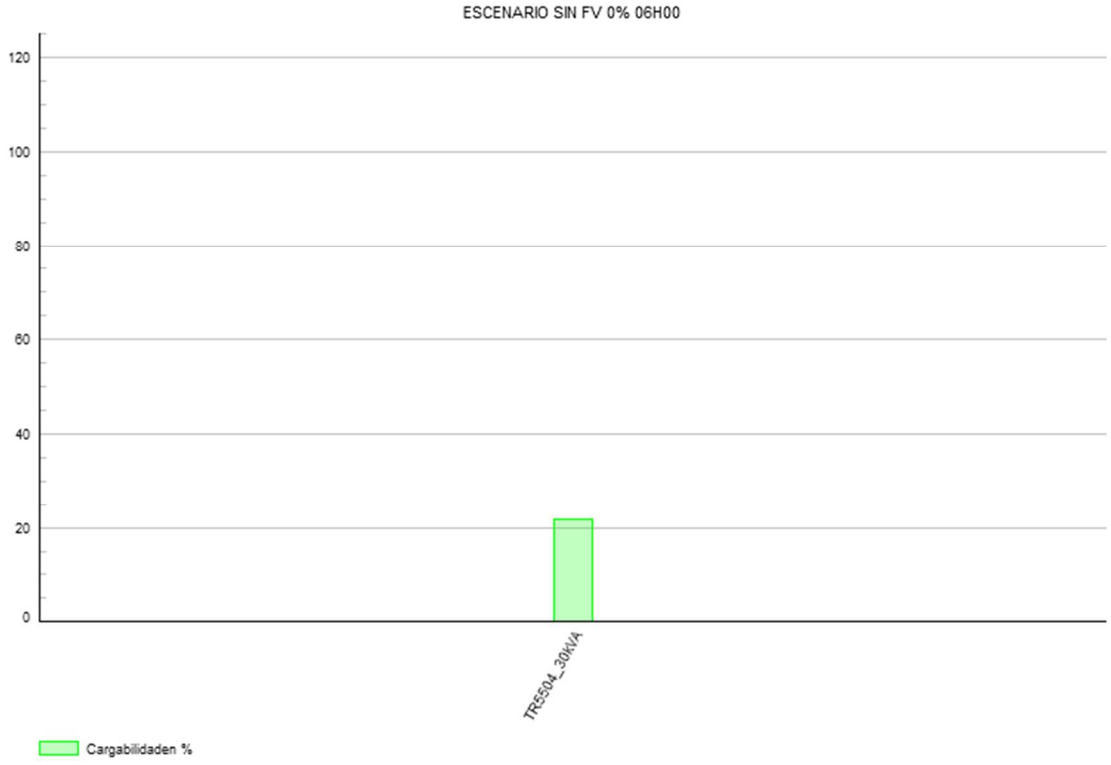
Escenario	**Cargabilidad 06h00 [%]**	**Alivio 06h00 [%]**	**Cargabilidad 15h00 [%]**	**Alivio 15h00 [%]**	**Cargabilidad 20h00 [%]**	**Alivio 20h00 [%]**
Base (0%)	21,80	-	54,20	-	122,98	-
E1 (20%)	21,56	1,10	49,45	8,76	122,98	0
E2 (60%)	20,89	4,17	35,98	33,62	122,98	0
E3 (80%)	20,25	7,11	23,49	56,66	122,98	0
E4 (100%)	19,98	8,35	18,47	65,92	122,98	0

Nota. Elaboración propia

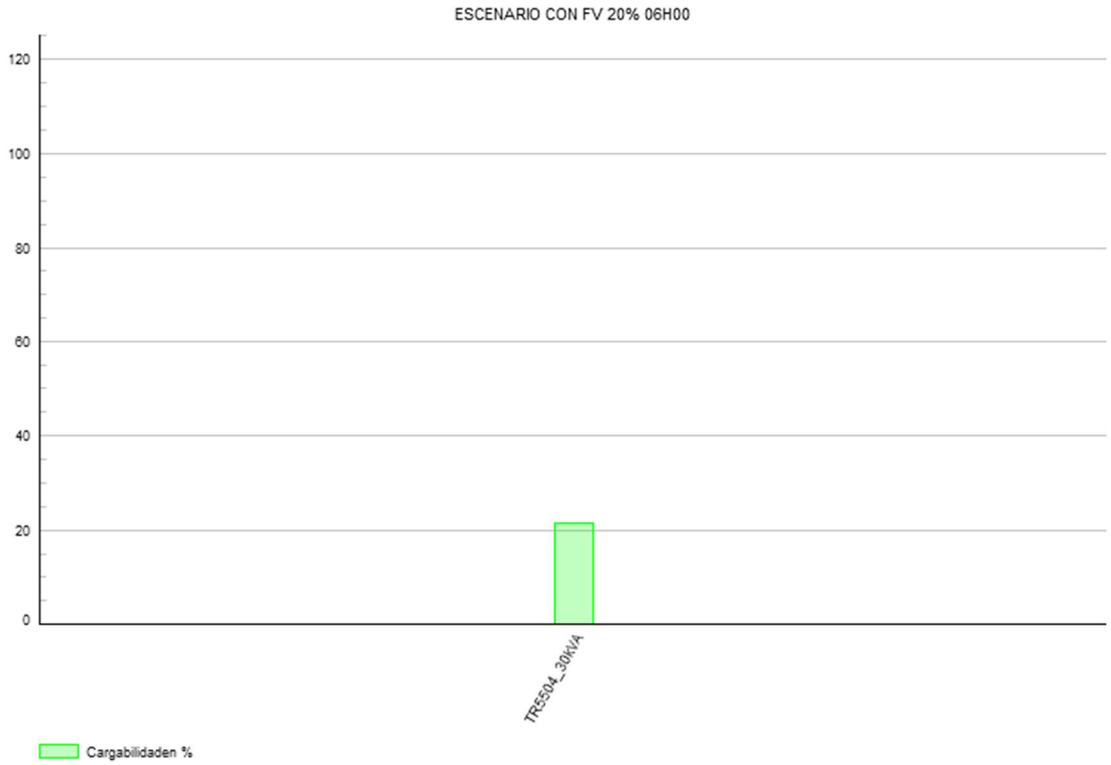
Con el propósito de visualizar de forma directa el comportamiento de la cargabilidad del transformador 5504, se incorporan gráficas comparativas para los tres horarios de análisis. Estas representaciones permiten apreciar la variación registrada en el escenario base y en los escenarios E1, E2, E3 y E4 conforme aumenta la penetración fotovoltaica.

Figura 39

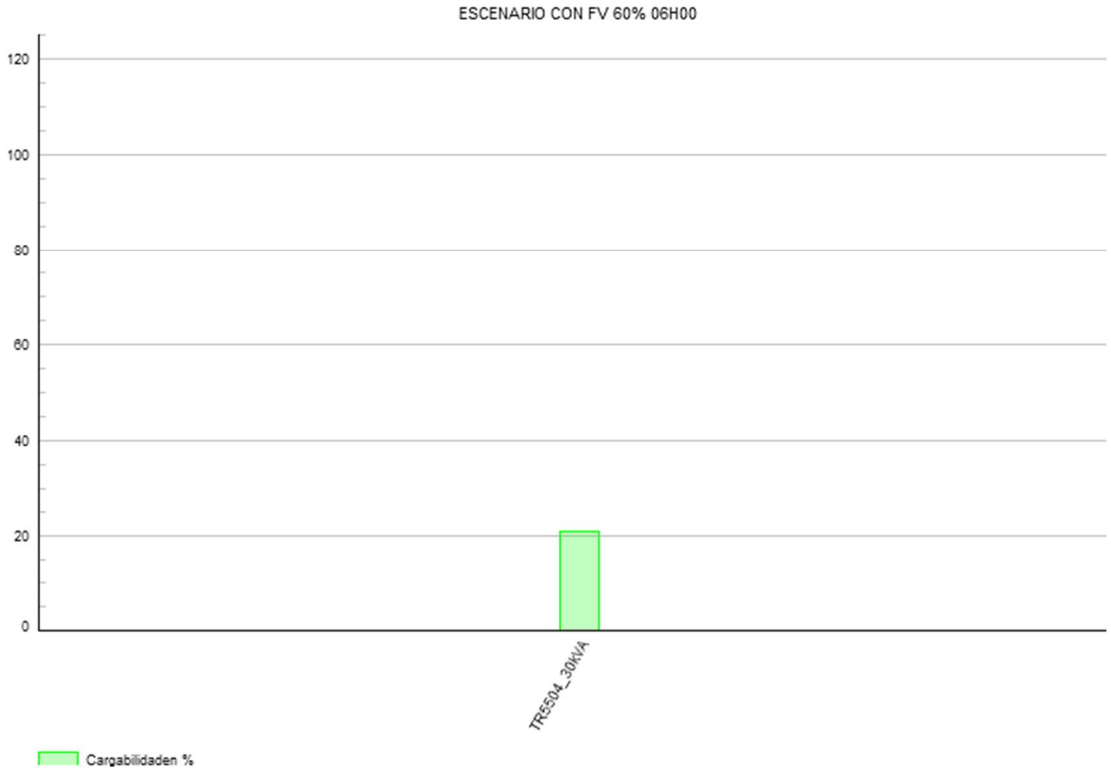
Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 06h00.



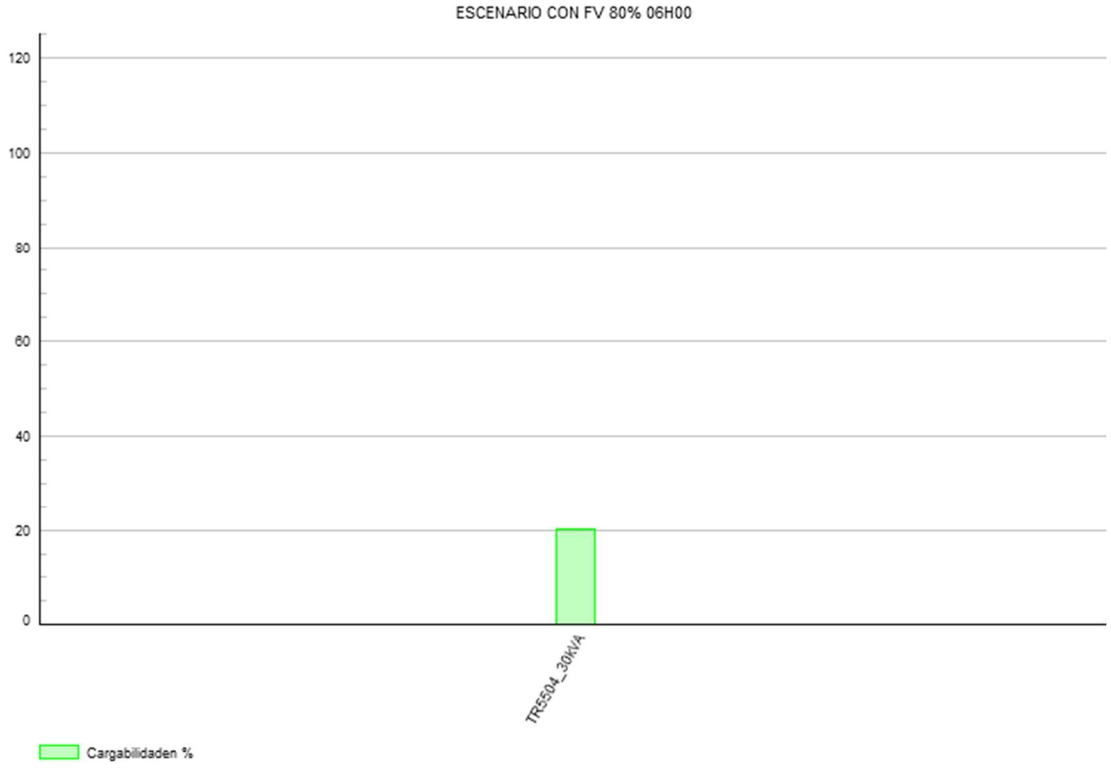
(a)



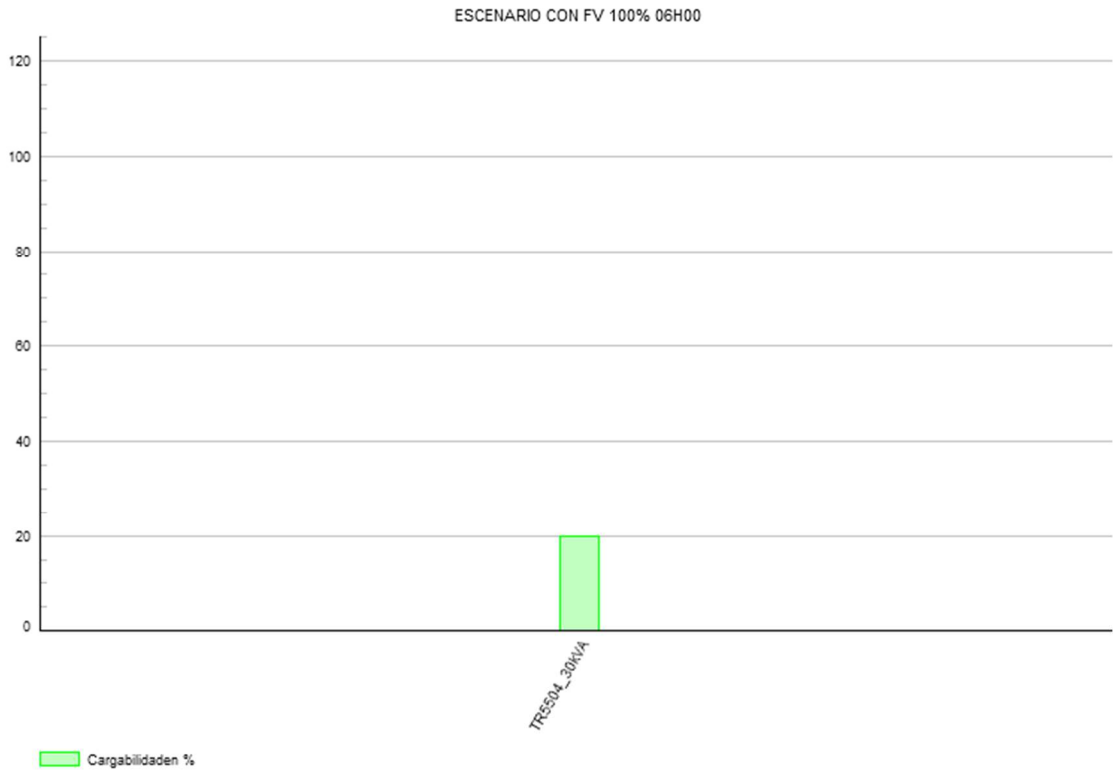
(b)


ESCENARIO CON FV 60% 06H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30kVA
Cargabilidaden %

(c)


ESCENARIO CON FV 80% 06H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30kVA
Cargabilidaden %

(d)

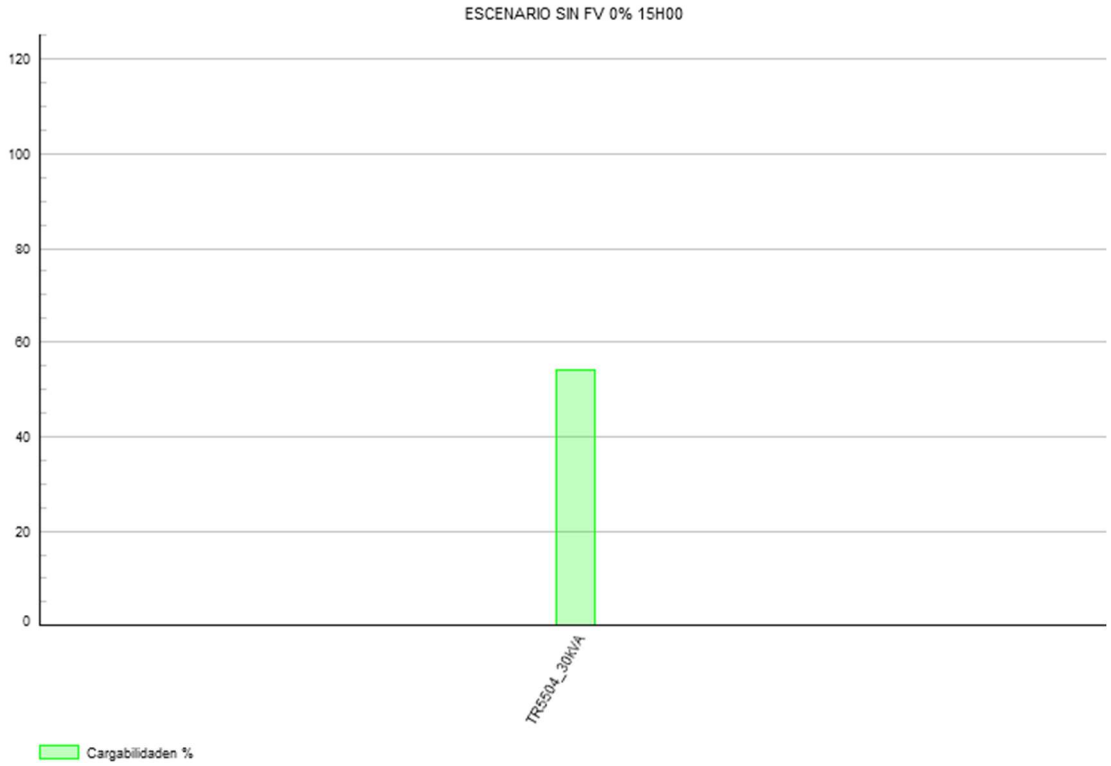


(e)

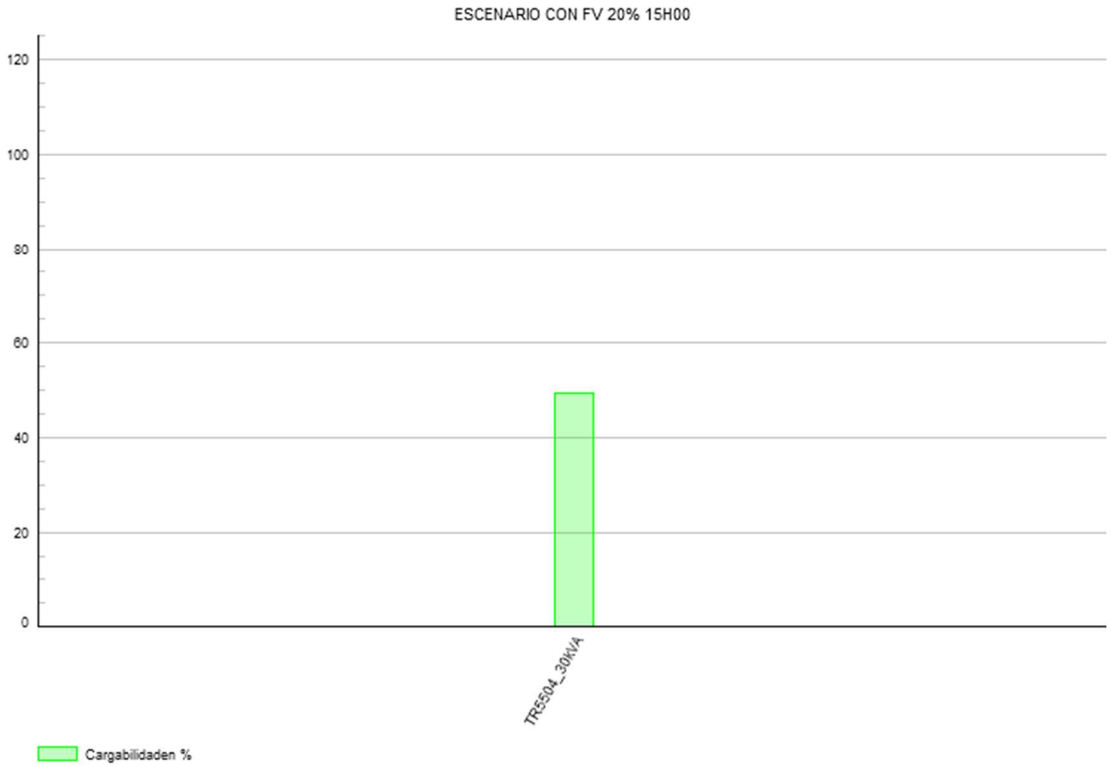
Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de cargabilidad obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

Figura 40

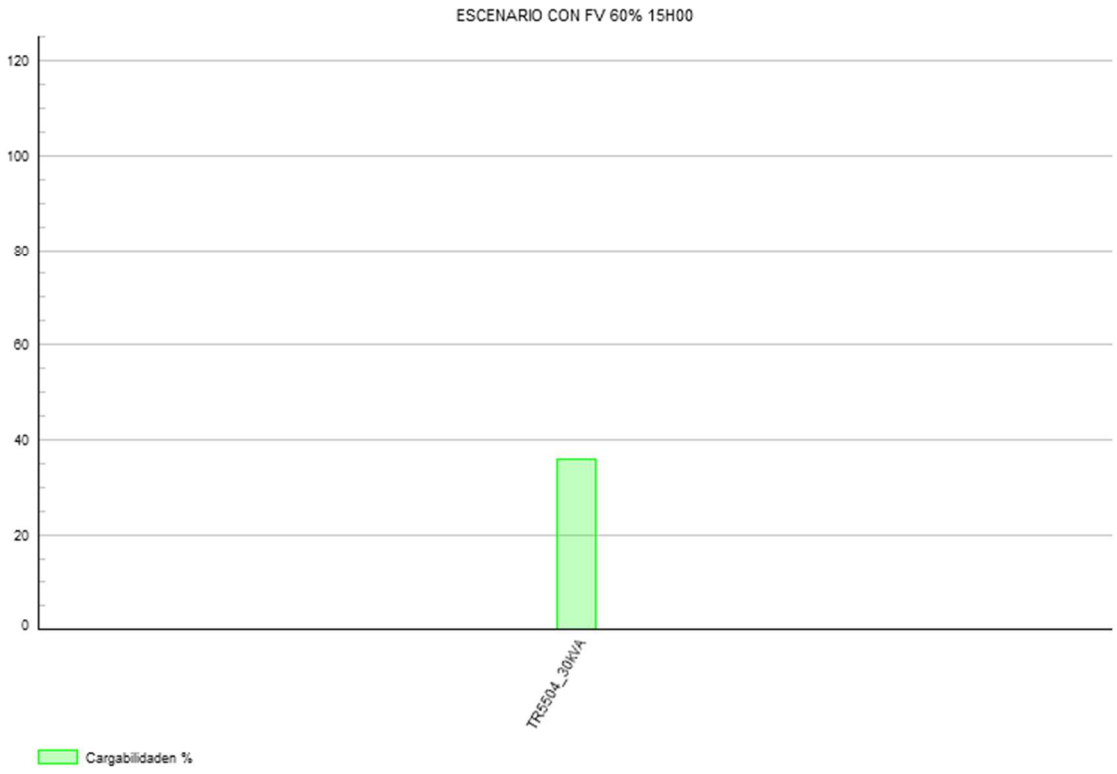
Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 15h00.



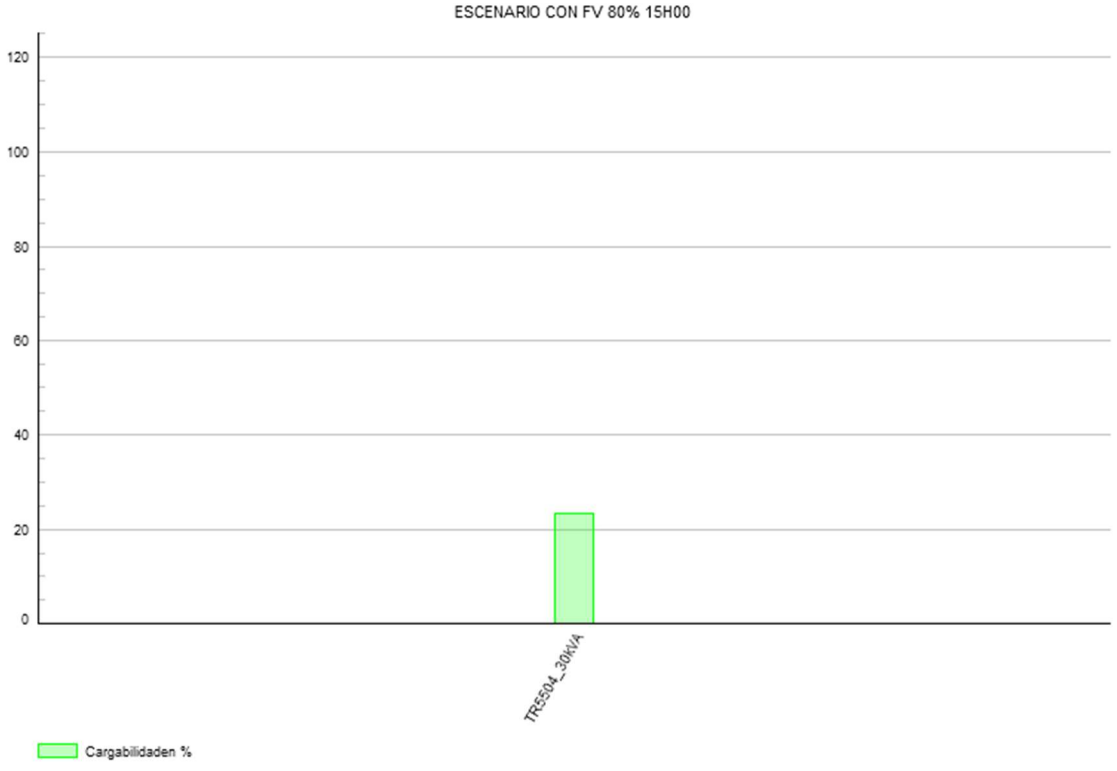
(a)



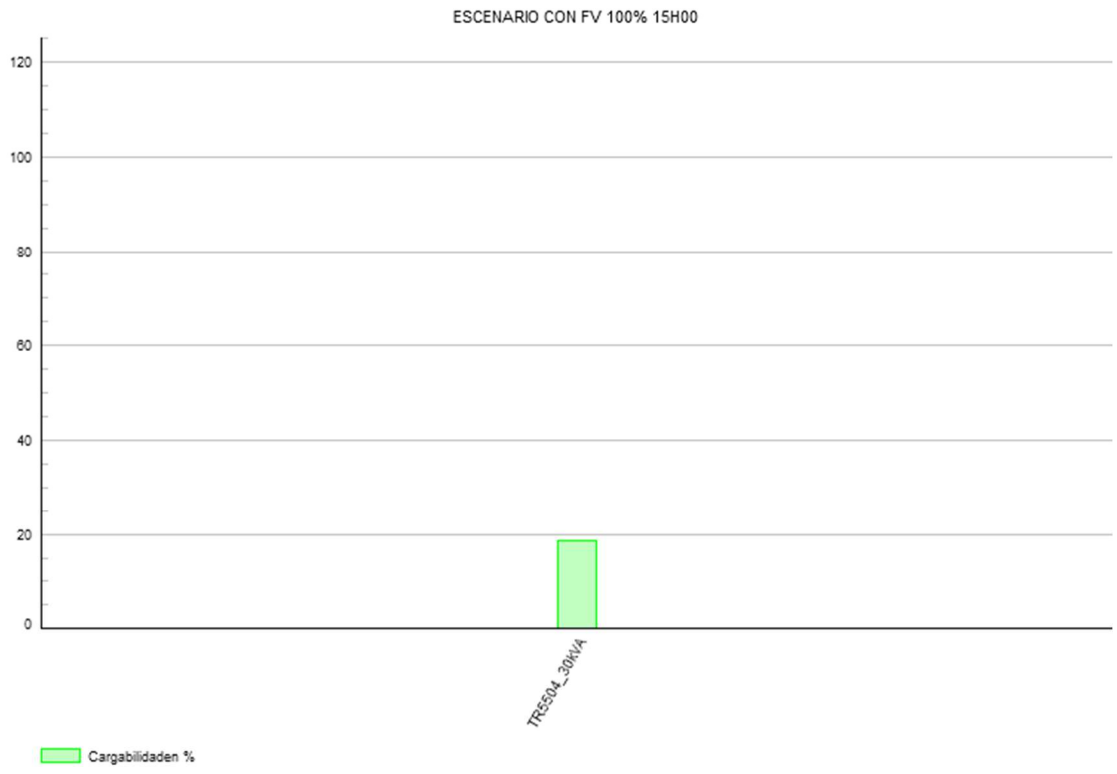
(b)


ESCENARIO CON FV 60% 15H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30KVA
Cargabilidaden %

(c)


ESCENARIO CON FV 80% 15H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30KVA
Cargabilidaden %

(d)

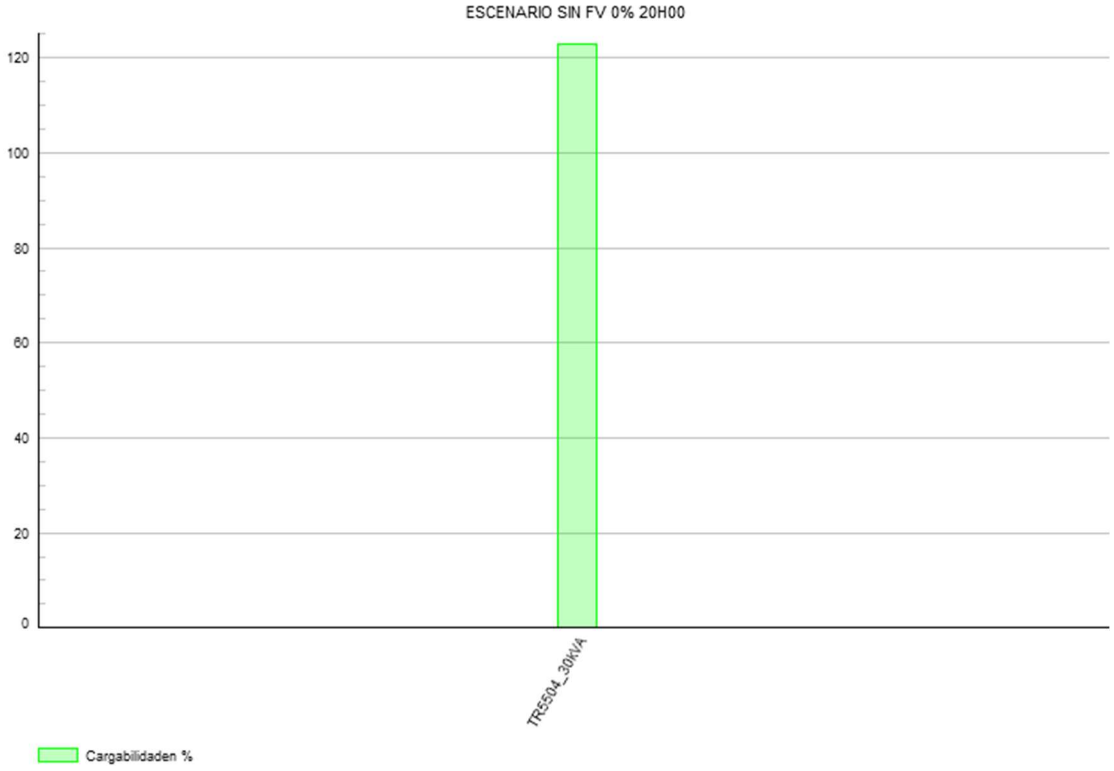


(e)

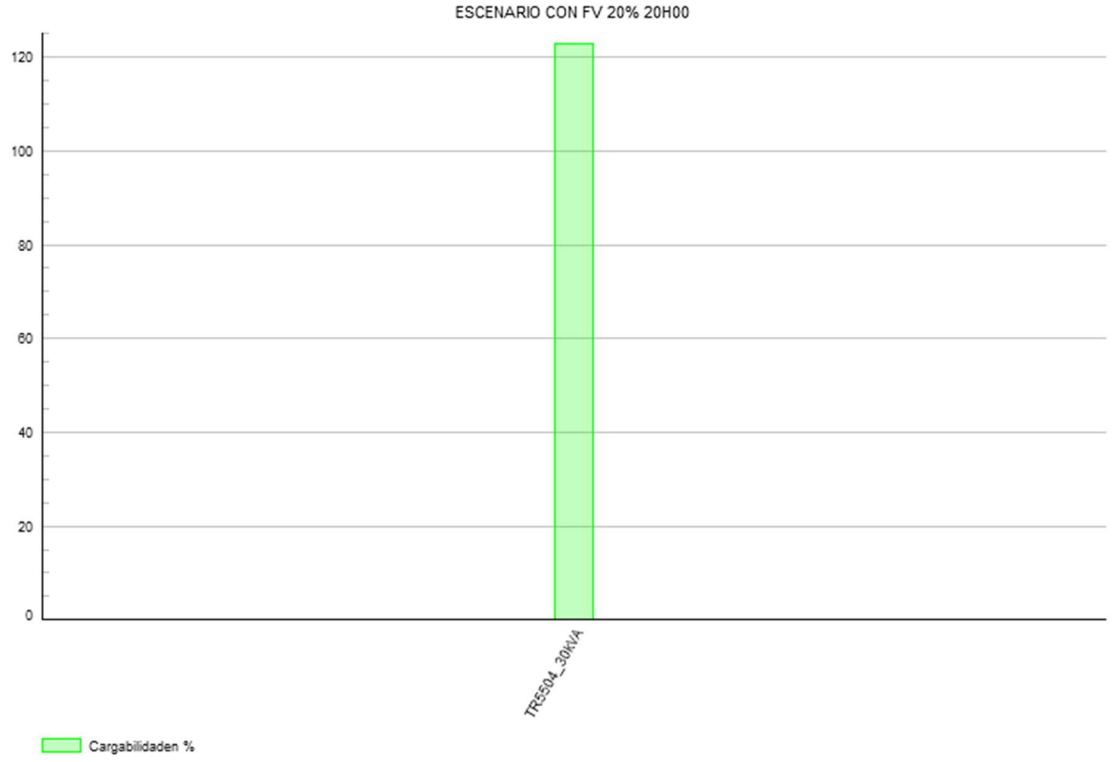
Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de cargabilidad obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

Figura 41

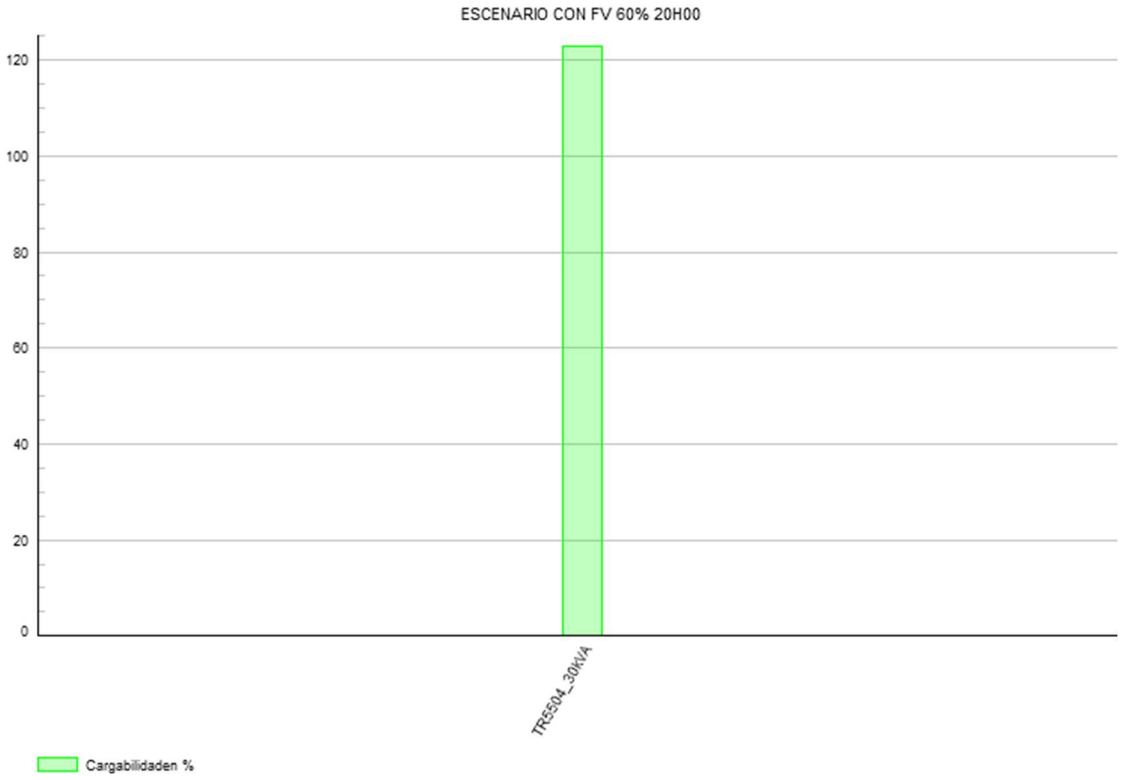
Cargabilidad del transformador 5504 en los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 20h00.



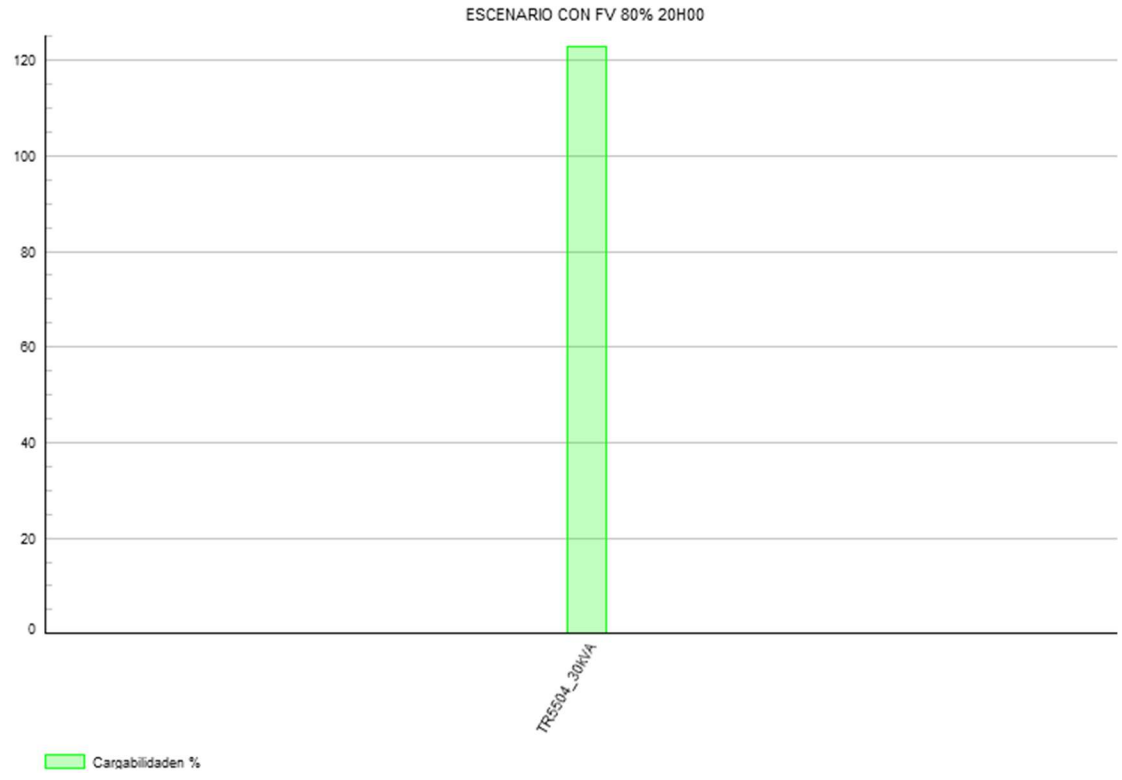
(a)



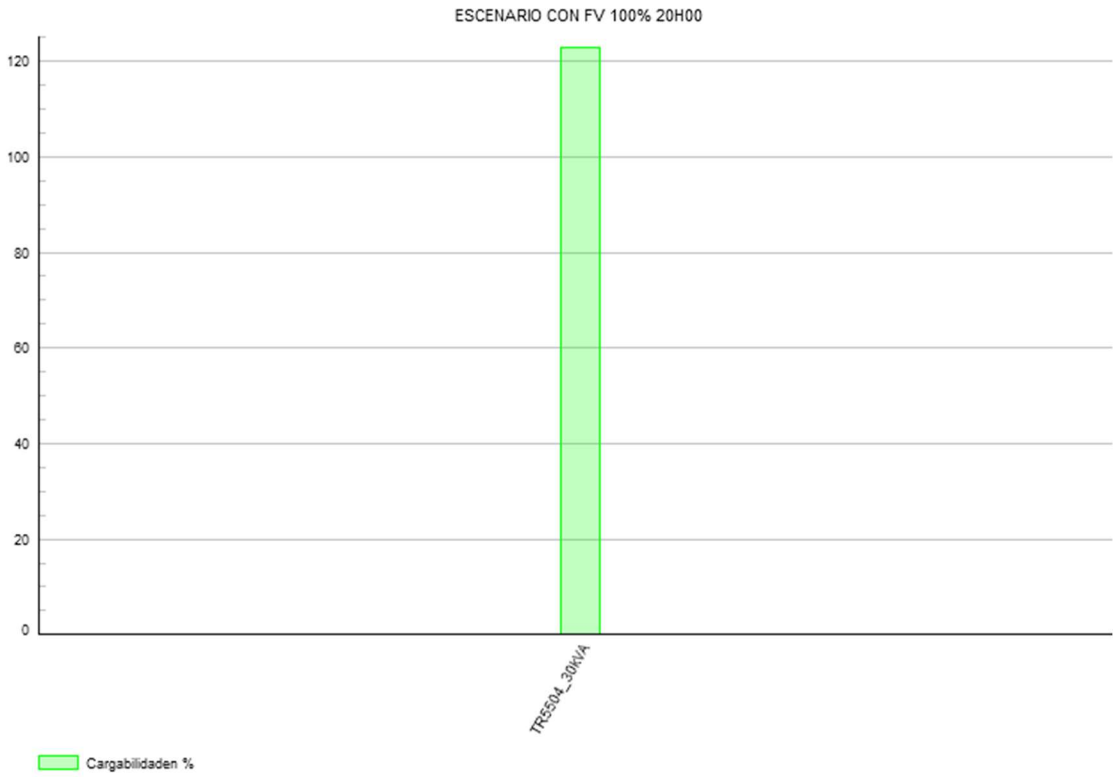
(b)


ESCENARIO CON FV 60% 20H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30kVA
Cargabilidaden %

(c)


ESCENARIO CON FV 80% 20H00
120
100
80
60
40
20
0
TR5504_30kVA
Cargabilidaden %

(d)



(e)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de cargabilidad obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

Las gráficas muestran con mayor claridad el comportamiento ya presentado en la **Tabla** *7*. A las 06h00 se observa una reducción moderada de la cargabilidad a medida que aumenta la penetración fotovoltaica. El cambio más marcado se presenta a las 15h00, donde la cargabilidad desciende progresivamente desde el escenario base hasta el escenario E4, reflejando el mayor aporte de la generación fotovoltaica en el horario de mayor disponibilidad solar. En cambio, a las 20h00 los valores permanecen sin variación entre escenarios, debido a que en ese horario no existe producción fotovoltaica. Estos resultados confirman que el alivio de carga se concentra en el periodo diurno y que su efecto depende directamente de la coincidencia entre generación solar y demanda de la red.

La comparación de los resultados prueba que el efecto de la generación fotovoltaica sobre la cargabilidad del transformador se concentra principalmente en los horarios en los que existe disponibilidad del recurso solar.

A las 06h00, los valores presentan reducciones menores, pasando de 21,80 % en el escenario base a 21,56 % en E1, 20,89 % en E2, 20,25 % en E3 y 19,98 % en E4. El mayor alivio en este horario corresponde al escenario E4, con aproximadamente 8,35 %. La menor magnitud de las variaciones respecto a las 15h00 se relaciona con el reducido nivel de generación fotovoltaica disponible durante las primeras horas del día.

A las 15h00, la cargabilidad del transformador disminuye progresivamente desde 54,20 % en el escenario base hasta 49,45 % en E1, 35,98 % en E2, 23,49 % en E3 y 18,47 % en E4. En consecuencia, el escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica, presenta el mayor alivio de carga, con una reducción aproximada de 65,92 % respecto al escenario base.

A las 20h00, la cargabilidad se mantiene en aproximadamente 122,98 % para todos los escenarios, debido a que el perfil de generación fotovoltaica presenta un valor nulo durante el horario nocturno. En consecuencia, la incorporación de sistemas FV sin almacenamiento no modifica la condición de sobrecarga registrada en este horario.

Por tanto, el autoconsumo fotovoltaico tiene un efecto directo sobre la cargabilidad del transformador durante las horas con disponibilidad solar. En los escenarios analizados a las 15h00 se observa una reducción progresiva de la cargabilidad a medida que aumenta la penetración fotovoltaica, aunque la magnitud de dicha reducción no presenta una relación estrictamente lineal con el porcentaje de penetración. Asimismo, al no existir generación durante el horario nocturno, los sistemas FV sin almacenamiento no eliminan la condición crítica que presenta el transformador 5504 a las 20h00.

4.3.3 Análisis del perfil de voltaje

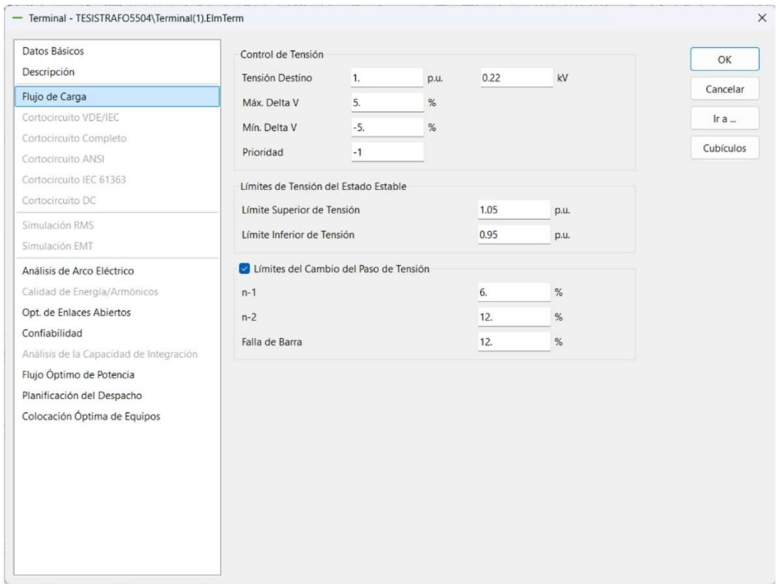
El perfil de voltaje se evalúa mediante los valores de tensión en p.u. obtenidos en los nodos de la red de baja tensión. Este indicador permite identificar caídas de tensión en el escenario base y posibles elevaciones de tensión cuando se incorpora generación fotovoltaica. La Regulación ARCONEL-009/24 establece límites de calidad del producto para el nivel de voltaje, incluyendo un rango admisible para bajo voltaje de ±8 % respecto al voltaje nominal.

Con base en este criterio, los resultados de tensión deben compararse con el intervalo permitido para bajo voltaje. Si se trabaja en p.u., el rango equivalente es aproximadamente 0,92 p.u. a 1,08 p.u. Para análisis técnico conservador también puede revisarse el límite superior de 1,05 p.u. y el límite inferior de 0,95 p.u., utilizado comúnmente en estudios de integración de generación distribuida. En el presente trabajo de investigación se adopta como criterio principal el rango establecido por la Regulación ARCONEL-009/24 para bajo voltaje, equivalente a aproximadamente 0,92 p.u. y 1,08 p.u. Como referencia técnica complementaria, se considera el intervalo de 0,95 p.u. a 1,05 p.u., utilizado comúnmente en estudios de integración de generación distribuida. Los límites de tensión considerados como referencia complementaria se muestran en la

Figura 42.

Figura 42

Límites de tensión configurados como referencia técnica complementaria en DIgSILENT PowerFactory.



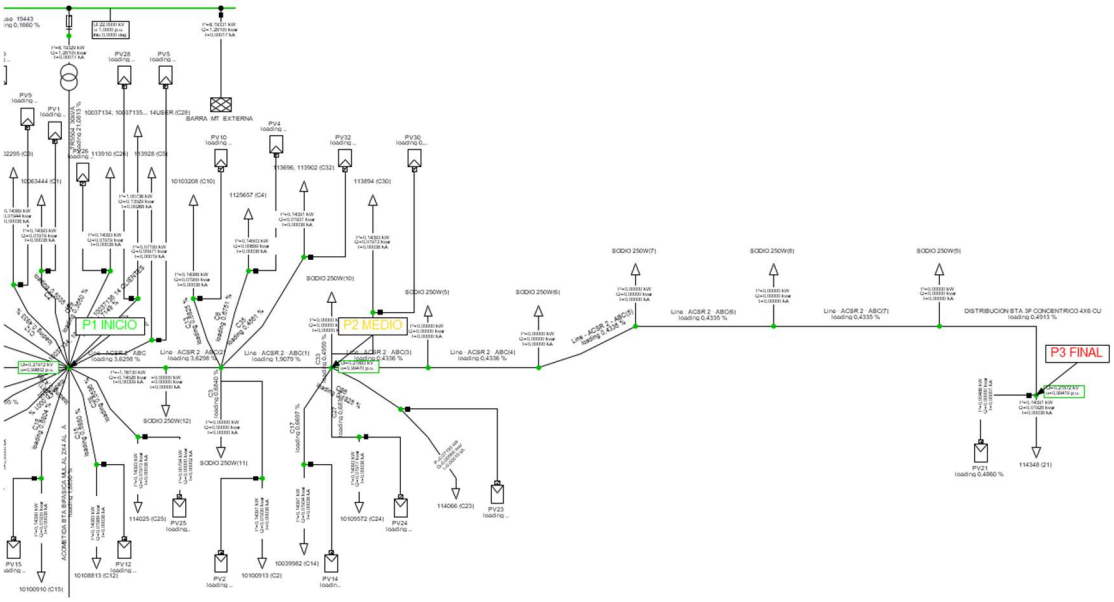
Nota. Elaboración propia.

Para este análisis se seleccionaron tres puntos representativos dentro de la red: un punto inicial, un punto medio y un punto final. El punto inicial, denominado P1, se ubica próximo a la salida del transformador; el punto medio, denominado P2, se encuentra en una zona intermedia del alimentador; y el punto final, denominado P3, se localiza en el extremo de la red secundaria. Esta división permite observar cómo varía la tensión desde el sector más cercano al transformador hasta el punto más alejado del circuito.

Los puntos seleccionados para la revisión del perfil de tensión se muestran en la **Figura 43**, considerando una ubicación inicial, intermedia y final dentro de la red del transformador 5504.

Figura 43

Ubicación de los puntos de análisis de tensión en la red del transformador 5504.



Nota. Elaboración propia del modelo implementado en DIgSILENT PowerFactory.

La selección de estos tres puntos permite observar el efecto de la distancia eléctrica sobre la tensión. El circuito completo se presenta de manera detallada en el **Anexo 21**. En una red de baja tensión convencional, la tensión suele ser mayor en los puntos cercanos al transformador y menor en los puntos alejados, debido a la caída de tensión producida por la circulación de corriente en los conductores. Por esta razón, el punto final resulta especialmente importante, ya que permite observar la condición más sensible de la red frente a variaciones de demanda y generación distribuida.

El análisis se realizó para los mismos escenarios de simulación definidos en el estudio: escenario base sin generación fotovoltaica y escenarios E1, E2, E3 y E4 con diferentes niveles de penetración FV. En cada caso se observaron los valores de tensión

en los tres puntos de análisis para las 06h00, 15h00 y 20h00. Los resultados se presentan en kilovoltios y en valores por unidad, tomando como referencia el nivel nominal de baja tensión de 0,22 kV.

En el escenario base, mostrado en la **Figura *44***, se observa el comportamiento natural de la red sin generación fotovoltaica. A las 06h00, los voltajes se mantienen cercanos al valor nominal, con valores de 0,2191 kV en P1, 0,2188 kV en P2 y 0,2187 kV en P3. A las 15h00, los valores disminuyen levemente hasta 0,2178 kV en P1, 0,2172 kV en P2 y 0,2170 kV en P3. Finalmente, a las 20h00 se presenta la mayor caída de tensión, con 0,2146 kV en P1, 0,2125 kV en P2 y 0,2120 kV en P3. Este comportamiento confirma que la condición nocturna es la más exigente para la red, debido al incremento de la demanda residencial, comercial y de alumbrado público.

Figura 44

Perfil de voltaje en el escenario base para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,219099€	0,99590	6,3116409645	0,80498568	6,3627677
ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187693	0,99440	2,2916495729	0,2941833C	2,3104547
ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2186799	0,99399	0,1439145125	0,0192783C	0,1451999

(a)

Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2178087900	0,9900399	15,842281	1,90573149;	15,956493
ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2172216791	0,9873712	4,056990	0,48754977(	4,086180
ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2169634196	0,9861973	0,215871	0,02891746;	0,217799

(b)

Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2146205	0,97554	35,227877996	6,5468903C	35,8310641
ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2124589	0,96572	14,018206505	3,22468583	14,3843217
ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,211983C	0,96355	0,4797150322	0,0642609S	0,4839995

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario base se puede observar una caída progresiva de tensión entre el punto inicial y el punto final, principalmente durante las 20h00. En este horario, el punto final P3 alcanza aproximadamente 0,2120 kV, equivalente a 0,9636 p.u., siendo el valor más bajo del escenario. Esta reducción se relaciona con la distancia eléctrica del punto final respecto al transformador y con la mayor circulación de corriente durante la condición nocturna. Sin embargo, los valores se mantienen dentro de límites aceptables para la red de baja tensión, aunque muestran una condición más exigida en el extremo del alimentador.

En el escenario E1, correspondiente al 20 % de penetración fotovoltaica, se observa una ligera mejora de tensión durante las horas en las que existe aporte solar. A las 06h00, los voltajes son de 0,2191 kV en P1, 0,2188 kV en P2 y 0,2187 kV en P3, valores muy similares al escenario base por el bajo nivel de generación disponible en ese horario. A las 15h00, los voltajes aumentan respecto al caso base, alcanzando 0,2180 kV en P1, 0,2175 kV en P2 y 0,2174 kV en P3. A las 20h00, los valores vuelven a coincidir con el escenario base, debido a que no existe producción fotovoltaica durante la noche.

Figura 45

Perfil de voltaje en el escenario E1 de 20 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2191075826	0,9959435	6,239662	0,805770528	6,291474
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187814677	0,9944612	2,260877	0,294527917	2,279981
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187018887	0,9940994	0,143914	0,019278302	0,145199

(a)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2179643104	0,9907468	14,419819	1,943798684	14,550242
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2174608909	0,9884586	3,448743	0,501355156	3,484994
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2173971568	0,9881689	0,215871	0,028917467	0,217799

(b)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2146205	0,97554	35,227877995	6,5468903(	35,8310641
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2124585	0,96572	14,018206505	3,22468583	14,3843217
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2119830	0,96355	0,4797150321	0,06426095	0,4839995

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E1, el efecto de la generación fotovoltaica es moderado. La mejora más visible se presenta a las 15h00, especialmente en el punto final, donde la tensión pasa de 0,2170 kV en el escenario base a 0,2174 kV. Esta variación se debe a la reducción de la demanda neta suministrada desde el transformador y al aporte local de potencia activa de los sistemas fotovoltaicos conectados en la red. Sin embargo, al tratarse de una penetración baja, el cambio en el perfil de voltaje todavía es reducido.

En el escenario E2, correspondiente al 60 % de penetración fotovoltaica, se observa una mejora durante el horario de mayor generación solar. A las 06h00, los voltajes registrados fueron 0,2191 kV en P1, 0,2188 kV en P2 y 0,2187 kV en P3. A las 15h00, los valores aumentan respecto al escenario base, alcanzando 0,2184 kV en P1, 0,2182 kV en P2 y 0,2181 kV en P3. A las 20h00, nuevamente se mantiene la misma condición del escenario base, con voltajes de 0,2146 kV, 0,2125 kV y 0,2120 kV para P1, P2 y P3, respectivamente.

Figura 46

Perfil de voltaje en el escenario E2 de 60 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2191301550	0,9960461	6,033980	0,80796282	6,087834
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2188180895	0,9946276	2,158252	0,29557483	2,178398
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187389093	0,9942677	0,143914	0,01927830	0,145199

(a)

Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2184105935	0,9927754	10,344143	2,032636211	10,541959
ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2181868478	0,9917584	1,411204	0,533744214	1,508767
ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2181311531	0,9915052	0,215871	0,028917467	0,217799

(b)

Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2146205	0,97554	35,227877995	6,546890300	35,8310641
ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2124589	0,96572	14,018206505	3,224685833	14,3843217
ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2119830	0,96355	0,4797150321	0,064260995	0,4839999

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E2, el incremento de penetración fotovoltaica mejora el nivel de tensión durante las 15h00. En este horario, el punto final P3 presenta 0,2181 kV, superior al valor de 0,2170 kV registrado en el escenario base. Este comportamiento indica que la generación fotovoltaica reduce la corriente que debe circular desde el transformador hacia los puntos de carga y, como consecuencia, disminuye la caída de tensión en los tramos de la red. La reducción de la diferencia de tensión entre P1 y P3 demuestra que el aporte de generación distribuida disminuye la caída de tensión a lo largo del alimentador durante el horario solar.

En el escenario E3, correspondiente al 80 % de penetración fotovoltaica, los voltajes a las 06h00 fueron 0,2192 kV en P1, 0,2188 kV en P2 y 0,2188 kV en P3. A las 15h00, los valores fueron 0,2188 kV en P1, 0,2186 kV en P2 y 0,2186 kV en P3. Estos resultados reflejan una mejora respecto al escenario base durante el horario solar. A las 20h00, los valores se mantienen iguales al escenario base, con la mayor caída de tensión en el punto final.

Figura 47

Perfil de voltaje en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2191516054	0,9961436	5,838543	0,80997675	5,894459
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2188409327	0,9947315	2,148131	0,29603316	2,168433
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187608256	0,9943673	0,143914	0,01927830	0,145199

(a)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2188372108	0,9947146	6,456470	2,08968913	6,786222
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2186415019	0,9938250	1,207149	0,54070016	1,322711
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2185674116	0,9934882	0,215871	0,02891746	0,217799

(b)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2146205	0,97554	35,227877995	6,5468903	35,8310641
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2124589	0,96572	14,018206505	3,22468583	14,3843217
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,211983	0,96355	0,4797150321	0,06426099	0,4839999

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E3 se observa una mejora adicional del perfil de voltaje respecto a E2 durante las 15h00. Los valores obtenidos en P1, P2 y P3 se aproximan aún más a la tensión nominal de la red. Asimismo, la diferencia de tensión entre el punto inicial y el punto final se reduce, lo que refleja una menor caída de tensión a lo largo del alimentador como consecuencia del mayor aporte de generación distribuida.

En el escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica, todos los puntos de carga considerados incorporan generación FV. A las 06h00, los voltajes registrados fueron 0,2192 kV en P1, 0,2189 kV en P2 y 0,2188 kV en P3. A las 15h00, se obtuvieron los mayores valores de tensión entre los escenarios con generación, con

0,2190 kV en P1, 0,2189 kV en P2 y 0,2188 kV en P3. A las 20h00, los voltajes vuelven a ser 0,2146 kV en P1, 0,2125 kV en P2 y 0,2120 kV en P3, debido a la ausencia de generación solar.

Figura 48

Perfil de voltaje en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2191606391	0,9961847	5,756242	0,81080468(	5,813065
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2188541806	0,9947917	2,117349	0,29637426-	2,137991
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2187729068	0,9944223	0,143914	0,01927830:	0,145199

(a)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnitud p.u.	Flujo de Pot... kW	Flujo de Potencia,... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2190176074	0,9955345	4,814956	2,10574105!	5,255278
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2189061297	0,9950278	0,591624	0,54505416:	0,804426
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,2188087845	0,9945853	0,215871	0,02891746:	0,217799

(b)

	Nombre	Red	L-L Volt.Nom. kV	Ul, Magnitud kV	u, Magnit... p.u.	Flujo de Potencia, Pot... kW	Flujo de Potenci... kvar	S(out) kVA
— ✓	ANALISIS_P1_INICIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2146205	0,97554	35,227877996	6,5468903(	35,8310641
— ✓	ANALISIS_P2_MEDIO	TESISTRAFO5504	0,22	0,2124589	0,96572	14,018206505	3,22468583	14,3843217
— ✓	ANALISIS_P3_FINAL	TESISTRAFO5504	0,22	0,211983(	0,96355	0,4797150322	0,06426099	0,4839999

(c)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E4 se observa la mayor mejora del perfil de voltaje durante el horario de 15h00. El punto final P3 alcanza 0,2188 kV, valor superior al escenario base y cercano al nivel nominal del sistema. Este resultado muestra que la generación distribuida conectada en los puntos de carga contribuye a sostener la tensión en sectores alejados del transformador, debido a que parte de la demanda se cubre localmente y se reduce la corriente que circula por los tramos principales. Sin embargo, el efecto

desaparece en el horario nocturno, debido a que el perfil de generación fotovoltaica tiene valor nulo a las 20h00.

Tabla 8

Perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios de simulación.

Escenario	Hora	P1 Inicio [kV]	P1 [p.u.]	P2 Medio [kV]	P2 [p.u.]	P3 Final [kV]	P3 [p.u.]
Base	06h00	0,2191	0,9959	0,2188	0,9944	0,2187	0,9940
Base	15h00	0,2178	0,9900	0,2172	0,9874	0,2170	0,9862
Base	20h00	0,2146	0,9755	0,2125	0,9657	0,2120	0,9636
E1	06h00	0,2191	0,9959	0,2188	0,9945	0,2187	0,9941
E1	15h00	0,2180	0,9907	0,2175	0,9885	0,2174	0,9882
E1	20h00	0,2146	0,9755	0,2125	0,9657	0,2120	0,9636
E2	06h00	0,2191	0,9960	0,2188	0,9946	0,2187	0,9943
E2	15h00	0,2184	0,9928	0,2182	0,9918	0,2181	0,9915
E2	20h00	0,2146	0,9755	0,2125	0,9657	0,2120	0,9636
E3	06h00	0,2192	0,9961	0,2188	0,9947	0,2188	0,9944
E3	15h00	0,2188	0,9947	0,2186	0,9938	0,2186	0,9935
E3	20h00	0,2146	0,9755	0,2125	0,9657	0,2120	0,9636
E4	06h00	0,2192	0,9962	0,2189	0,9948	0,2188	0,9944
E4	15h00	0,2190	0,9955	0,2189	0,9950	0,2188	0,9946
E4	20h00	0,2146	0,9755	0,2125	0,9657	0,2120	0,9636

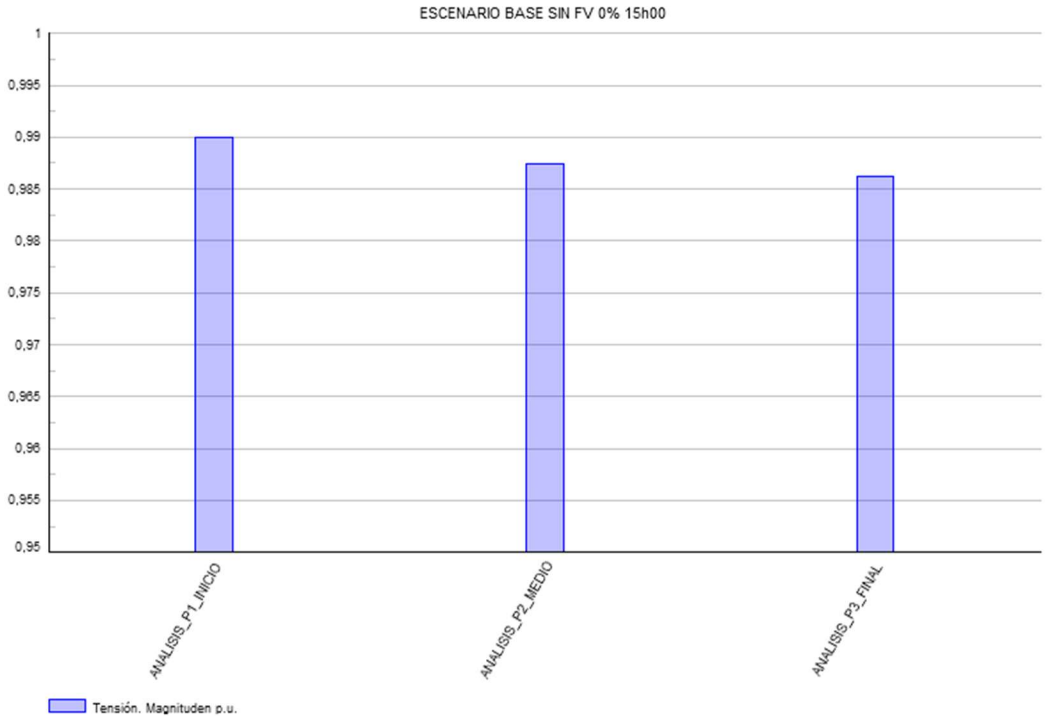
Nota. Elaboración propia.

La comparación general de los resultados permite identificar tres comportamientos principales. Primero, en el escenario base existe una caída de tensión progresiva desde el punto inicial hacia el punto final, especialmente durante las 20h00. Segundo, durante el horario de 15h00, los escenarios con generación fotovoltaica mejoran el perfil de tensión respecto al escenario base, principalmente en los puntos medio y final de la red. Tercero, durante las 20h00 no se observan mejoras de tensión entre escenarios, debido a que la generación fotovoltaica es nula en horario nocturno.

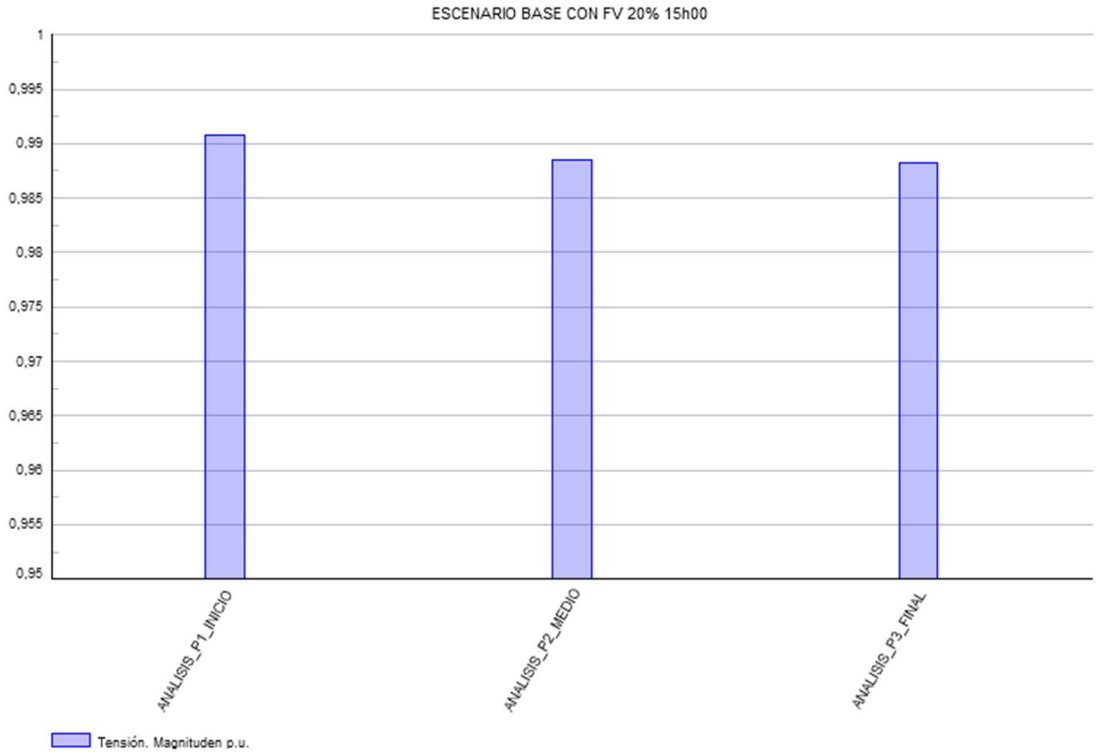
Con el fin de visualizar de forma conjunta el comportamiento del perfil de voltaje, se incorporó una representación comparativa de los escenarios simulados para el horario de 15h00. En esta condición se concentra el mayor efecto de la generación fotovoltaica sobre la red, por lo que la gráfica permite apreciar con mayor claridad las variaciones registradas en los puntos P1, P2 y P3 a medida que aumenta la penetración fotovoltaica.

Figura 49

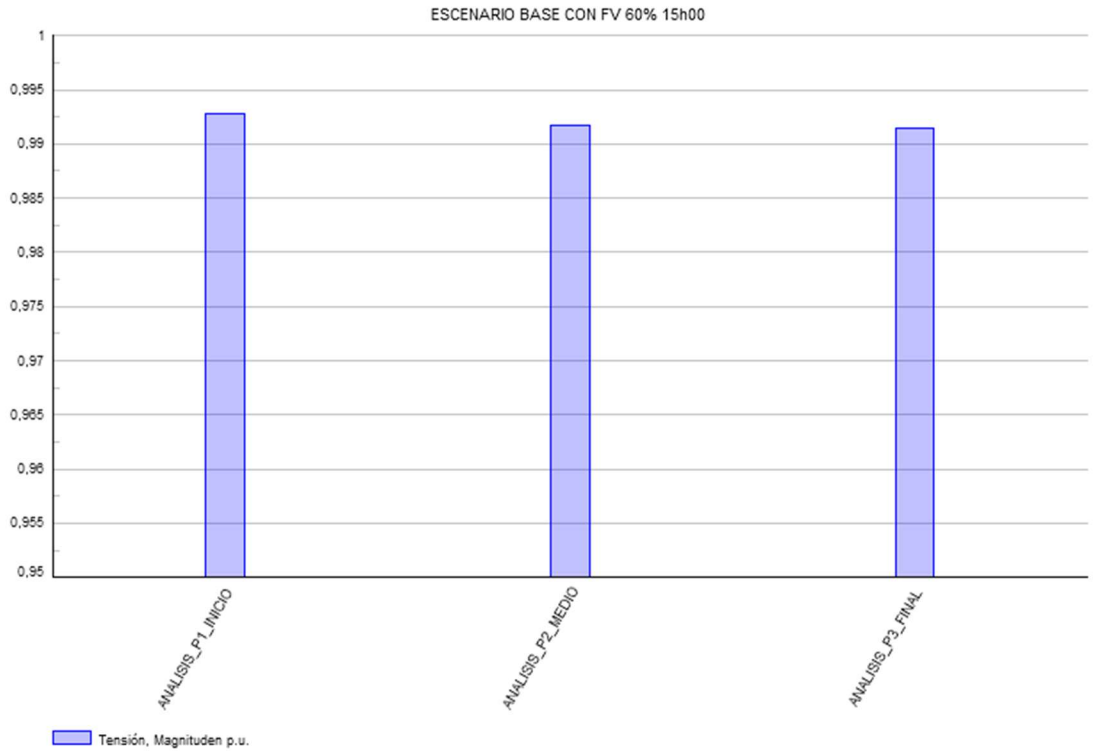
Comparación del perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 15h00.



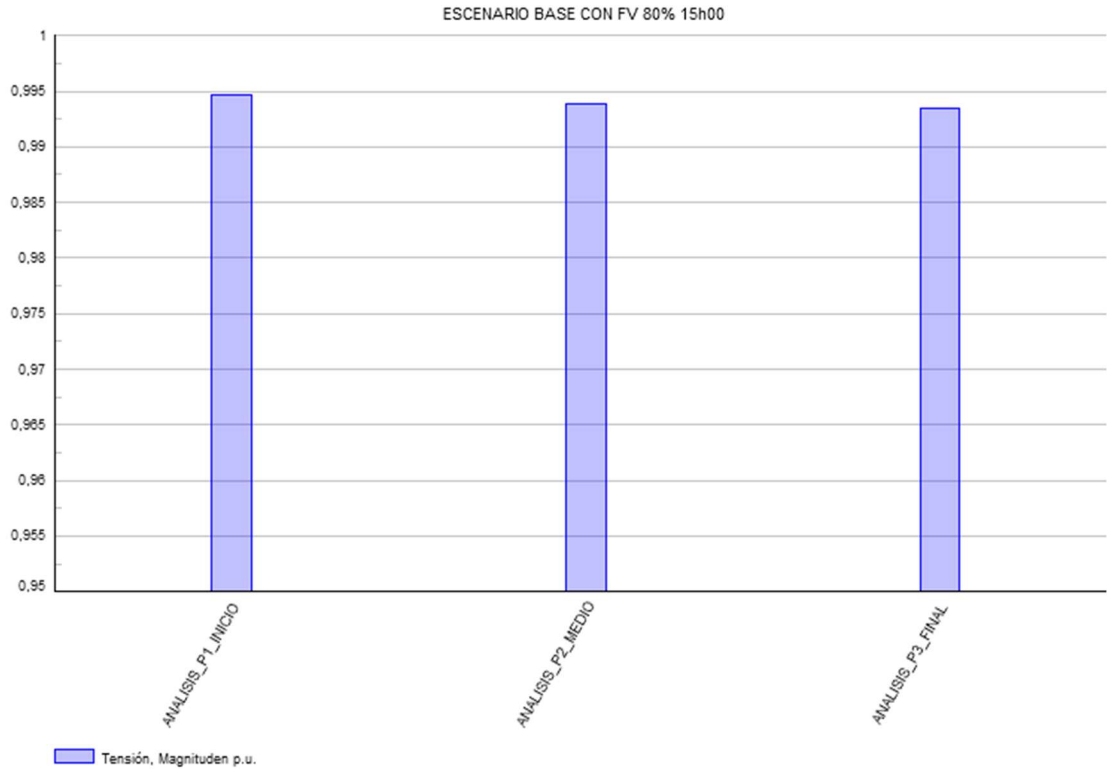
(a)


ESCENARIO BASE CON FV 20% 15h00
1
0,995
0,99
0,985
0,98
0,975
0,97
0,965
0,96
0,955
0,95
ANALISIS_P1_INICIO
ANALISIS_P2_MEDIO
ANALISIS_P3_FINAL
Tensión. Magnituden p.u.

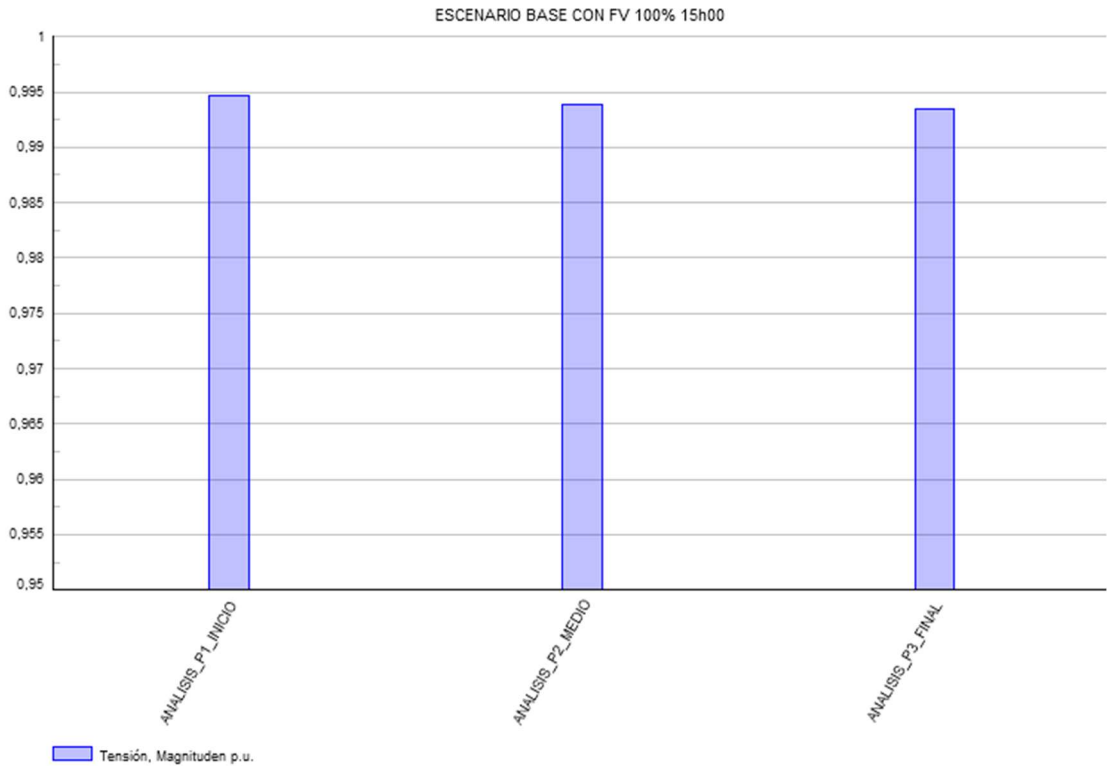
(b)


ESCENARIO BASE CON FV 60% 15h00
1
0,995
0,99
0,985
0,98
0,975
0,97
0,965
0,96
0,955
0,95
ANALISIS_P1_INICIO
ANALISIS_P2_MEDIO
ANALISIS_P3_FINAL
Tensión, Magnituden p.u.

(c)



(d)



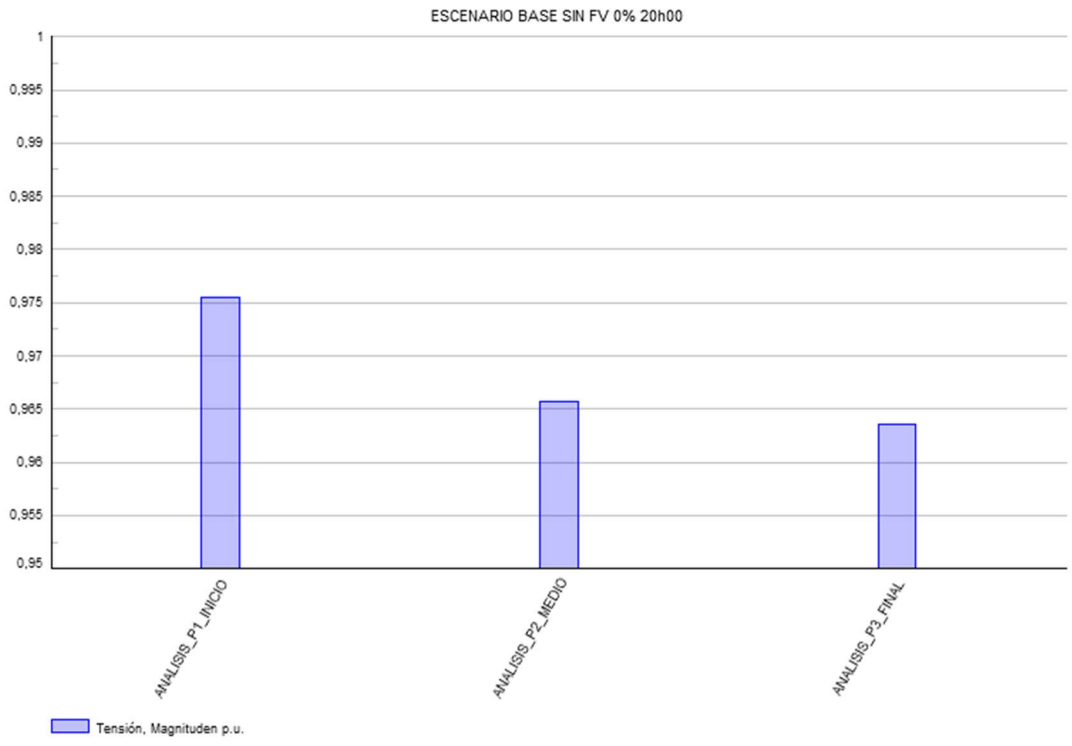
(e)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de tensión obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

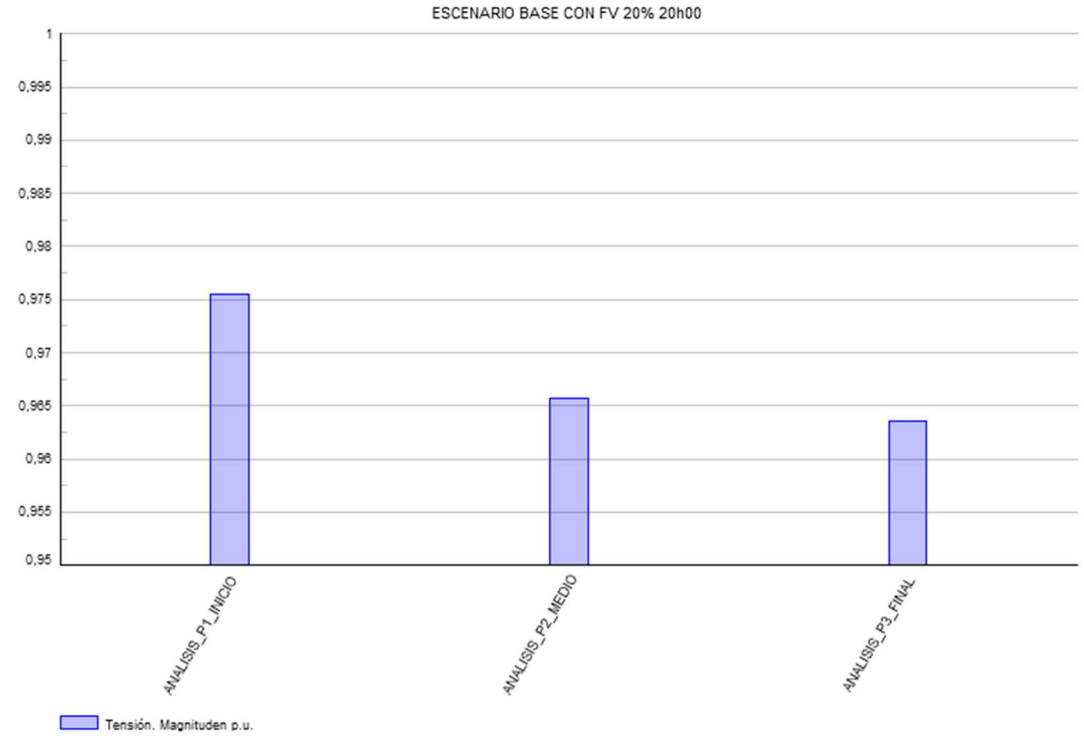
La gráfica confirma la tendencia observada en la **Tabla *8***. A las 15h00, los niveles de tensión mejoran progresivamente desde el escenario base hasta el escenario E4, con un efecto más visible en los puntos medio y final de la red. En el punto P3, la tensión pasa de 0,9862 p.u. en el escenario base a 0,9946 p.u. en E4, lo que muestra una menor caída de tensión cuando parte de la demanda es atendida por la generación fotovoltaica distribuida. Este comportamiento no se interpreta como una condición de sobretensión, sino como una recuperación del nivel de voltaje dentro del rango admisible de operación.

Figura 50

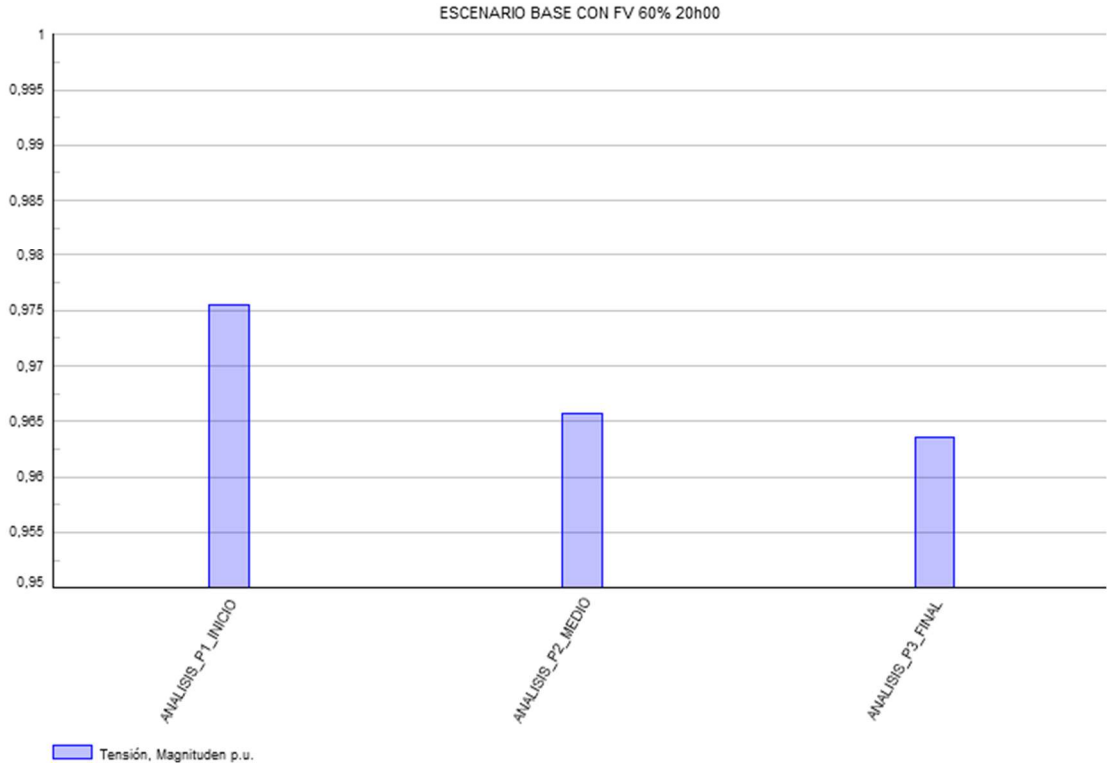
Comparación del perfil de voltaje en los puntos P1, P2 y P3 para los escenarios Base, E1, E2, E3 y E4 a las 20h00.



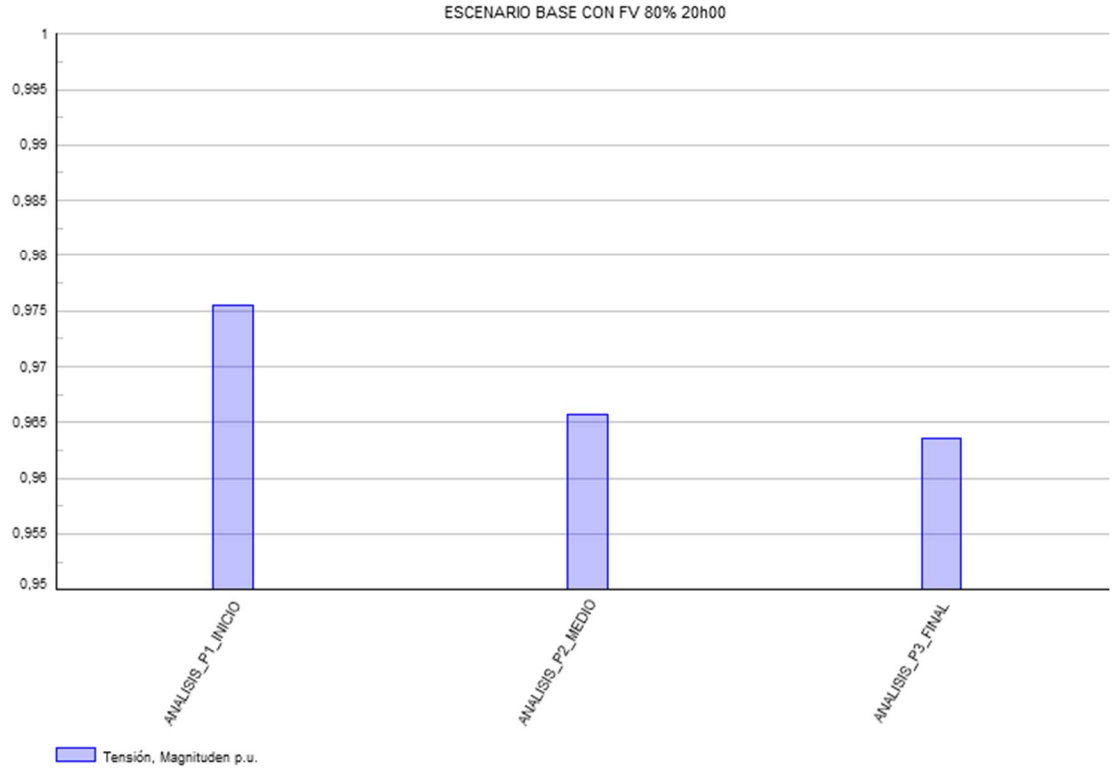
(a)


ESCENARIO BASE CON FV 20% 20h00
1
0,995
0,99
0,985
0,98
0,975
0,97
0,965
0,96
0,955
0,95
ANALISIS_P1_INICIO
ANALISIS_P2_MEDIO
ANALISIS_P3_FINAL
Tensión, Magnituden p.u.

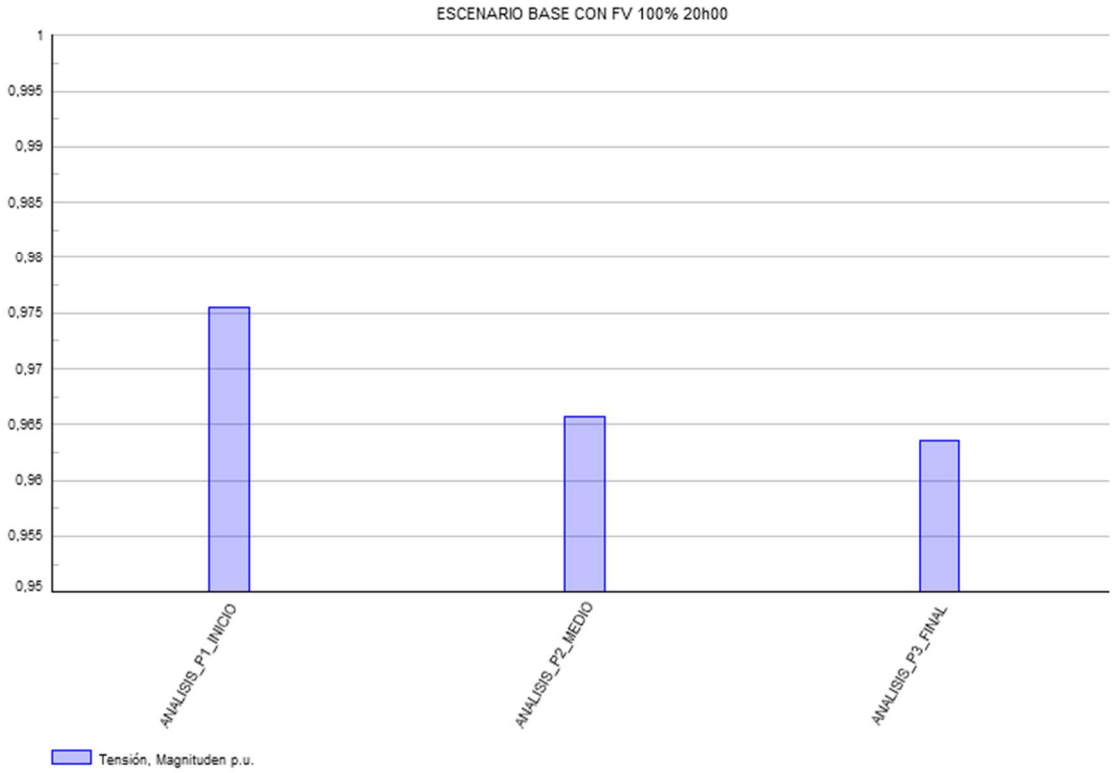
(b)


ESCENARIO BASE CON FV 60% 20h00
1
0,995
0,99
0,985
0,98
0,975
0,97
0,965
0,96
0,955
0,95
ANALISIS_P1_INICIO
ANALISIS_P2_MEDIO
ANALISIS_P3_FINAL
Tensión, Magnituden p.u.

(c)



(d)



(e)

Nota. Elaboración propia a partir de los resultados de tensión obtenidos en DIgSILENT PowerFactory.

A diferencia de lo observado a las 15h00, en el horario de 20h00 no se aprecian diferencias entre escenarios. Los valores de tensión permanecen iguales al caso base, debido a que en ese periodo no existe generación fotovoltaica. Esto confirma que la mejora del perfil de voltaje se presenta únicamente durante las horas con disponibilidad solar.

El comportamiento observado confirma que la generación fotovoltaica puede contribuir a mejorar el nivel de tensión durante las horas solares, especialmente en sectores alejados del transformador. Esto ocurre porque la potencia activa generada localmente reduce la demanda neta vista desde el transformador y disminuye la corriente que circula por los conductores principales. Como resultado, la caída de tensión en ciertos tramos se reduce y el voltaje en los nodos finales puede acercarse al valor nominal.

Aunque los resultados indican una mejora progresiva del nivel de tensión a medida que aumenta la penetración fotovoltaica, la magnitud de dicha mejora no presenta una relación estrictamente lineal con el porcentaje de penetración. El efecto local depende además de la ubicación eléctrica, la potencia asociada y la fase de conexión de los sistemas fotovoltaicos dentro de la red.

Finalmente, todos los valores obtenidos se mantienen dentro del rango admisible de operación considerado para baja tensión. Sin embargo, la condición nocturna continúa siendo la más crítica desde el punto de vista del nivel de tensión, debido a que coincide con mayor demanda y ausencia total de generación fotovoltaica. En consecuencia, el autoconsumo fotovoltaico contribuye a mejorar el perfil de tensión durante el día, pero no corrige las caídas de tensión que se presentan durante los horarios sin recurso solar.

4.3.4 Análisis de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se obtienen a partir del flujo de potencia y corresponden principalmente a la potencia disipada en los conductores y en el transformador durante la operación de la red. Estas pérdidas se relacionan con la corriente que circula por los elementos eléctricos y con la resistencia propia de los conductores. Por ello, cuando la generación fotovoltaica abastece parte de la demanda local, la corriente proveniente del transformador puede disminuir y, en consecuencia, las pérdidas técnicas pueden reducirse.

Las pérdidas técnicas de la red fueron evaluadas a partir de los resultados del flujo de potencia obtenidos en DIgSILENT PowerFactory. Esto permite analizar la potencia activa que se disipa en los elementos eléctricos del sistema, principalmente en los conductores de baja tensión y en el transformador de distribución. Las pérdidas se tomaron del reporte Resumen de la Red, específicamente de la fila "Pérdidas en la Red" como se puede observar en la ***Figura 51***. En este apartado corresponde a la suma de las pérdidas contenidas dentro de la red, por lo que se considera tanto las pérdidas de las líneas de baja tensión como las del transformador.

Desde el punto de vista técnico, las pérdidas de potencia activa están relacionadas principalmente con la circulación de corriente por los elementos resistivos de la red. De forma general, este comportamiento puede expresarse mediante la relación:

$$P_{pérdidas} = I^2 R$$

Donde, $P_{pérdidas}$ representa la pérdida activa, I corresponde a la corriente que circula por el elemento eléctrico y R representa la resistencia equivalente del conductor o componente analizado. Esta expresión permite demostrar que las pérdidas no dependen

linealmente de la corriente, sino de su valor al cuadrado; por ello, una reducción de corriente puede producir una disminución de las pérdidas técnicas en la red.

Para mantener coherencia con los apartados anteriores, las pérdidas técnicas fueron evaluadas en los mismos horarios de simulación: 06h00, 15h00 y 20h00. Asimismo, se compararon los resultados del escenario base con los escenarios de penetración fotovoltaica E1, E2, E3 y E4. La reducción porcentual de pérdidas se calculó mediante la siguiente expresión:

$$Reducción\ de\ pérdidas\ (\%) = \left[\frac{Pérdidas_{base} - Pérdidas_{FV}}{Pérdidas_{base}}\right] \times 100$$

Donde, $Pérdidas_{base}$ corresponde a las pérdidas de potencia activa del escenario base para una hora determinada, y $Pérdidas_{FV}$ representa las pérdidas de potencia activa obtenidas en cada escenario con penetración fotovoltaica para esa misma hora. Esta comparación debe realizarse siempre entre escenarios evaluados en el mismo horario, debido a que las pérdidas dependen directamente de la demanda, de la generación disponible y de la corriente que circula por la red.

Por ejemplo, se considera el escenario E1 a las 15h00. En el escenario base, las pérdidas de potencia activa de la red fueron de 0,25 kW, mientras que en el escenario E1, con penetración fotovoltaica del 20 %, las pérdidas de potencia activa disminuyeron a 0,22 kW. Aplicando la expresión anterior se obtiene:

$$Reducción\ de\ pérdidas\ (\%) = \left[\frac{0{,}25 - 0{,}22}{0{,}25}\right] \times 100$$

$$Reducción\ de\ pérdidas\ (\%) = \left[\frac{0{,}03}{0{,}25}\right] \times 100$$

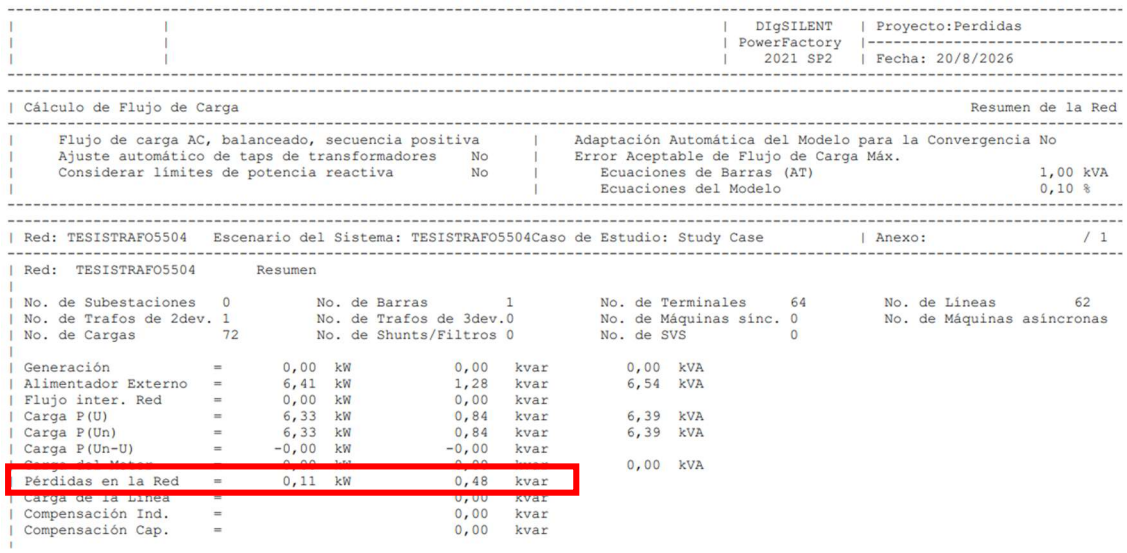
$$Reducción\ de\ pérdidas\ (\%) = 12{,}00\%$$

Este resultado indica que, para el escenario E1 a las 15h00, la incorporación de generación fotovoltaica permitió reducir las pérdidas de potencia activa de la red en aproximadamente 12,00 % respecto al escenario base. El mismo procedimiento fue aplicado para los escenarios E2, E3 y E4, comparando siempre las pérdidas de potencia activa de cada escenario con las pérdidas del escenario base en la misma hora de análisis.

En la **Figura *51***, se presentan los resultados de pérdidas técnicas para el escenario base en los horarios de análisis. En este caso no existe generación fotovoltaica, por lo que las pérdidas corresponden a la condición inicial de operación de la red del transformador 5504.

Figura 51

Pérdidas técnicas de la red en el escenario base para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



					DIgSILENT	Proyecto:Perdidas	
					PowerFactory		
					2021 SP2	Fecha: 20/8/2026	

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva		Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia	No
Ajuste automático de taps de transformadores	No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.	
Considerar límites de potencia reactiva	No	Ecuaciones de Barras (AT)	1,00 kVA
		Ecuaciones del Modelo	0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones 0	No. de Barras 1	No. de Terminales 64	No. de Líneas 62
No. de Trafos de 2dev. 1	No. de Trafos de 3dev.0	No. de Máquinas sínc. 0	No. de Máquinas asíncronas
No. de Cargas 72	No. de Shunts/Filtros 0	No. de SVS 0	

Generación	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA	
Alimentador Externo	=	6,41 kW	1,28 kvar	6,54 kVA	
Flujo inter. Red	=	0,00 kW	0,00 kvar		
Carga P(U)	=	6,33 kW	0,84 kvar	6,39 kVA	
Carga P(Un)	=	6,33 kW	0,84 kvar	6,39 kVA	
Carga P(Un-U)	=	-0,00 kW	-0,00 kvar		
Carga del Motor	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA	
Pérdidas en la Red	=	0,11 kW	0,48 kvar		
Carga de la Línea	=		0,00 kvar		
Compensación Ind.	=		0,00 kvar		
Compensación Cap.	=		0,00 kvar		

(a)

		DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas Fecha: 1/9/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Alimentador Externo	=	16,05	kW	2,57	kvar	16,26 kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar	
Carga P(U)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12 kVA
Carga P(Un)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12 kVA
Carga P(Un-U)	=	-0,00	kW	0,00	kvar	
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Pérdidas en la Red	=	0,25	kW	0,67	kvar	
Carga de la Línea	=			0,00	kvar	
Compensación Ind.	=			0,00	kvar	
Compensación Cap.	=			0,00	kvar	

(b)

		DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas Fecha: 20/8/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Alimentador Externo	=	35,98	kW	8,14	kvar	36,89 kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar	
Carga P(U)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72 kVA
Carga P(Un)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72 kVA
Carga P(Un-U)	=	-0,00	kW	-0,00	kvar	
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Pérdidas en la Red	=	1,03	kW	1,70	kvar	
Carga de la Línea	=			0,00	kvar	
Compensación Ind.	=			0,00	kvar	
Compensación Cap.	=			0,00	kvar	

(c)

Nota. Elaboración propia a partir del reporte "Resumen de la Red" obtenido en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario base, las pérdidas de potencia activa de la red fueron de 0,11 kW a las 06h00, 0,25 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. Este comportamiento es coherente con la cargabilidad del transformador analizada anteriormente, debido a que las pérdidas aumentan cuando se incrementa la demanda y, por tanto, la corriente que circula por los tramos de baja tensión. La mayor pérdida se presenta a las 20h00, horario

en el que el transformador opera bajo la condición más exigente y con mayor demanda residencial, comercial y de alumbrado público.

En la **Figura *52***, se muestran los resultados del escenario E1, correspondiente al 20 % de penetración fotovoltaica. Este escenario permite identificar el efecto inicial de la generación distribuida sobre las pérdidas técnicas de la red.

Figura 52

Pérdidas técnicas de la red en el escenario E1 de 20 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

							DIgSILENT	Proyecto:Perdidas			
							PowerFactory				
							2021 SP2	Fecha: 1/9/2026			
Cálculo de Flujo de Carga											Resumen de la Red
Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva						Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia					No
Ajuste automático de taps de transformadores				No		Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.					
Considerar límites de potencia reactiva				No		Ecuaciones de Barras (AT)					1,00 kVA
						Ecuaciones del Modelo					0,10 %
Red: TESISTRAFO5504	Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504	Caso de Estudio: Study Case								Anexo:	/ 1
Red: TESISTRAFO5504	Resumen										
No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1			No. de Terminales	64	No. de Líneas	62		
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0			No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asincronas			
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0			No. de SVS	0				
Generación	=	0,07	kW	-0,00	kvar	0,07	kVA				
Alimentador Externo	=	6,34	kW	1,28	kvar	6,47	kVA				
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar						
Carga P(U)	=	6,33	kW	0,84	kvar	6,39	kVA				
Carga P(Un)	=	6,33	kW	0,84	kvar	6,39	kVA				
Carga P(Un-U)	=	0,00	kW	0,00	kvar						
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA				
Pérdidas en la Red	=	0,11	kW	0,48	kvar						
Carga de la Línea	=			0,00	kvar						
Compensación Ind.	=			0,00	kvar						
Compensación Cap.	=			0,00	kvar						

(a)

							DIgSILENT	Proyecto:Perdidas			
							PowerFactory				
							2021 SP2	Fecha: 1/9/2026			
Cálculo de Flujo de Carga											Resumen de la Red
Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva						Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia					No
Ajuste automático de taps de transformadores				No		Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.					
Considerar límites de potencia reactiva				No		Ecuaciones de Barras (AT)					1,00 kVA
						Ecuaciones del Modelo					0,10 %
Red: TESISTRAFO5504	Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504	Caso de Estudio: Study Case								Anexo:	/ 1
Red: TESISTRAFO5504	Resumen										
No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1			No. de Terminales	64	No. de Líneas	62		
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0			No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asincronas			
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0			No. de SVS	0				
Generación	=	1,44	kW	-0,00	kvar	1,44	kVA				
Alimentador Externo	=	14,61	kW	2,57	kvar	14,83	kVA				
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar						
Carga P(U)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12	kVA				
Carga P(Un)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12	kVA				
Carga P(Un-U)	=	-0,00	kW	0,00	kvar						
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA				
Pérdidas en la Red	=	0,22	kW	0,63	kvar						
Carga de la Línea	=			0,00	kvar						
Compensación Ind.	=			0,00	kvar						
Compensación Cap.	=			0,00	kvar						

(b)

		DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas Fecha: 20/8/2026

Cálculo de Flujo de Carga — **Resumen de la Red**

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62	
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas		
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0			

Generación	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA		
Alimentador Externo	=	35,98 kW	8,14 kvar	36,89 kVA		
Flujo inter. Red	=	0,00 kW	0,00 kvar			
Carga P(U)	=	35,91 kW	7,70 kvar	36,72 kVA		
Carga P(Un)	=	35,91 kW	7,70 kvar	36,72 kVA		
Carga P(Un-U)	=	-0,00 kW	-0,00 kvar			
Carga del Motor	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA		
Pérdidas en la Red	=	1,03 kW	1,70 kvar			
Carga de la Línea	=		0,00 kvar			
Compensación Ind.	=		0,00 kvar			
Compensación Cap.	=		0,00 kvar			

(c)

Nota. Elaboración propia a partir del reporte “Resumen de la Red” obtenido en DIgSILENT PowerFactory.

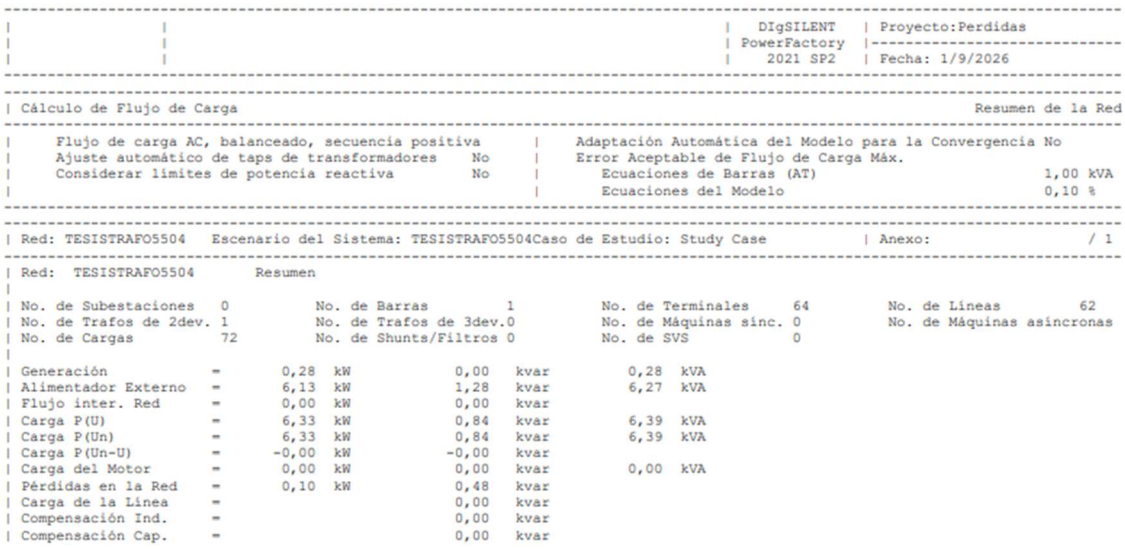
En el escenario E1, las pérdidas de potencia activa fueron de 0,11 kW a las 06h00, 0,22 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. A las 06h00 no se observa una reducción apreciable respecto al escenario base, debido a que el aporte fotovoltaico todavía es bajo. A las 15h00, las pérdidas disminuyen de 0,25 kW a 0,22 kW, lo que representa una reducción aproximada de 12,00 % respecto al escenario base. En cambio, a las 20h00 las pérdidas se mantienen en 1,03 kW, debido a que la generación fotovoltaica es nula durante la noche.

En la

Figura 53, se presentan los resultados del escenario E2, correspondiente al 60 % de penetración fotovoltaica. En este caso, la mayor cantidad de puntos con generación FV permite una reducción de la demanda neta durante el horario solar.

Figura 53

Pérdidas técnicas de la red en el escenario E2 de 60 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



					DIgSILENT	Proyecto:Perdidas			
					PowerFactory				
					2021 SP2	Fecha: 1/9/2026			
Cálculo de Flujo de Carga									Resumen de la Red
Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva				Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No					
Ajuste automático de taps de transformadores	No			Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.					
Considerar límites de potencia reactiva	No			Ecuaciones de Barras (AT)				1,00 kVA	
				Ecuaciones del Modelo				0,10 %	
Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case							Anexo:	/ 1	
Red: TESISTRAFO5504 Resumen									
No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62		
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas			
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0				
Generación	=	0,28 kW	0,00 kvar	0,28 kVA					
Alimentador Externo	=	6,13 kW	1,28 kvar	6,27 kVA					
Flujo inter. Red	=	0,00 kW	0,00 kvar						
Carga P(U)	=	6,33 kW	0,84 kvar	6,39 kVA					
Carga P(Un)	=	6,33 kW	0,84 kvar	6,39 kVA					
Carga P(Un-U)	=	-0,00 kW	-0,00 kvar						
Carga del Motor	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA					
Pérdidas en la Red	=	0,10 kW	0,48 kvar						
Carga de la Línea	=		0,00 kvar						
Compensación Ind.	=		0,00 kvar						
Compensación Cap.	=		0,00 kvar						

(a)

		DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas Fecha: 1/9/2026

Cálculo de Flujo de Carga — **Resumen de la Red**

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	5,57 kW	0,00 kvar	5,57 kVA	
Alimentador Externo	=	10,48 kW	2,57 kvar	10,79 kVA	
Flujo inter. Red	=	0,00 kW	0,00 kvar		
Carga P(U)	=	15,97 kW	2,13 kvar	16,12 kVA	
Carga P(Un)	=	15,97 kW	2,13 kvar	16,12 kVA	
Carga P(Un-U)	=	0,00 kW	0,00 kvar		
Carga del Motor	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA	
Pérdidas en la Red	=	0,16 kW	0,54 kvar		
Carga de la Línea	=		0,00 kvar		
Compensación Ind.	=		0,00 kvar		
Compensación Cap.	=		0,00 kvar		

(b)

		DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas Fecha: 20/8/2026

Cálculo de Flujo de Carga — **Resumen de la Red**

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA	
Alimentador Externo	=	35,98 kW	8,14 kvar	36,89 kVA	
Flujo inter. Red	=	0,00 kW	0,00 kvar		
Carga P(U)	=	35,91 kW	7,70 kvar	36,72 kVA	
Carga P(Un)	=	35,91 kW	7,70 kvar	36,72 kVA	
Carga P(Un-U)	=	0,00 kW	0,00 kvar		
Carga del Motor	=	0,00 kW	0,00 kvar	0,00 kVA	
Pérdidas en la Red	=	1,03 kW	1,70 kvar		
Carga de la Línea	=		0,00 kvar		
Compensación Ind.	=		0,00 kvar		
Compensación Cap.	=		0,00 kvar		

(c)

Nota. Elaboración propia a partir del reporte "Resumen de la Red" obtenido en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E2, las pérdidas de potencia activa fueron de 0,10 kW a las 06h00, 0,16 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. A las 06h00 se observa una ligera disminución respecto al escenario base, pasando de 0,11 kW a 0,10 kW. Aunque la reducción absoluta es pequeña, equivale aproximadamente a 9,09 % con los valores considerados. A las 15h00, las pérdidas disminuyen de 0,25 kW en el escenario base a

0,16 kW, equivalente a una reducción aproximada de 36,00 %. A las 20h00 no existe reducción de pérdidas debido a la ausencia de generación fotovoltaica.

En la ***Figura 54***, se muestran los resultados del escenario E3, correspondiente al 80 % de penetración fotovoltaica. Este escenario representa una condición de alta incorporación de generación distribuida en la red de baja tensión.

Figura 54

Pérdidas técnicas de la red en el escenario E3 de 80 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.

```
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
|              |                                                                 |   DIgSILENT   | Proyecto:Perdidas
|              |                                                                 |  PowerFactory |-----------------------------
|              |                                                                 |    2021 SP2   | Fecha: 1/9/2026
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| Cálculo de Flujo de Carga                                                                                  Resumen de la Red
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
|     Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva      |    Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
|     Ajuste automático de taps de transformadores    No     |    Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
|     Considerar límites de potencia reactiva         No     |       Ecuaciones de Barras (AT)                      1,00 kVA
|                                                            |       Ecuaciones del Modelo                          0,10 %
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| Red: TESISTRAFO5504   Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case          | Anexo:                 / 1
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------
| Red:  TESISTRAFO5504       Resumen
|
| No. de Subestaciones   0         No. de Barras          1         No. de Terminales     64         No. de Lineas          62
| No. de Trafos de 2dev. 1         No. de Trafos de 3dev.0          No. de Máquinas sinc. 0          No. de Máquinas asincronas
| No. de Cargas          72        No. de Shunts/Filtros 0          No. de SVS            0
|
| Generación            =       0,48  kW          -0,00   kvar        0,48  kVA
| Alimentador Externo   =       5,94  kW           1,28   kvar        6,07  kVA
| Flujo inter. Red      =       0,00  kW           0,00   kvar
| Carga P(U)            =       6,33  kW           0,84   kvar        6,39  kVA
| Carga P(Un)           =       6,33  kW           0,84   kvar        6,39  kVA
| Carga P(Un-U)         =       0,00  kW          -0,00   kvar
| Carga del Motor       =       0,00  kW           0,00   kvar        0,00  kVA
| Pérdidas en la Red    =       0,10  kW           0,47   kvar
| Carga de la Linea     =                          0,00   kvar
| Compensación Ind.     =                          0,00   kvar
| Compensación Cap.     =                          0,00   kvar
```

(a)

		DIgSILENT	Proyecto:Perdidas
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/9/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0

Generación	=	9,49	kW	0,00	kvar	9,49	kVA
Alimentador Externo	=	6,56	kW	2,57	kvar	7,05	kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar		
Carga P(U)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12	kVA
Carga P(Un)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12	kVA
Carga P(Un-U)	=	0,00	kW	0,00	kvar		
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA
Pérdidas en la Red	=	0,11	kW	0,48	kvar		
Carga de la Línea	=			0,00	kvar		
Compensación Ind.	=			0,00	kvar		
Compensación Cap.	=			0,00	kvar		

(b)

		DIgSILENT	Proyecto:Perdidas
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 20/8/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0

Generación	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA
Alimentador Externo	=	35,98	kW	8,14	kvar	36,89	kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar		
Carga P(U)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72	kVA
Carga P(Un)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72	kVA
Carga P(Un-U)	=	0,00	kW	-0,00	kvar		
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA
Pérdidas en la Red	=	1,03	kW	1,70	kvar		
Carga de la Línea	=			0,00	kvar		
Compensación Ind.	=			0,00	kvar		
Compensación Cap.	=			0,00	kvar		

(c)

Nota. Elaboración propia a partir del reporte "Resumen de la Red" obtenido en DIgSILENT PowerFactory.

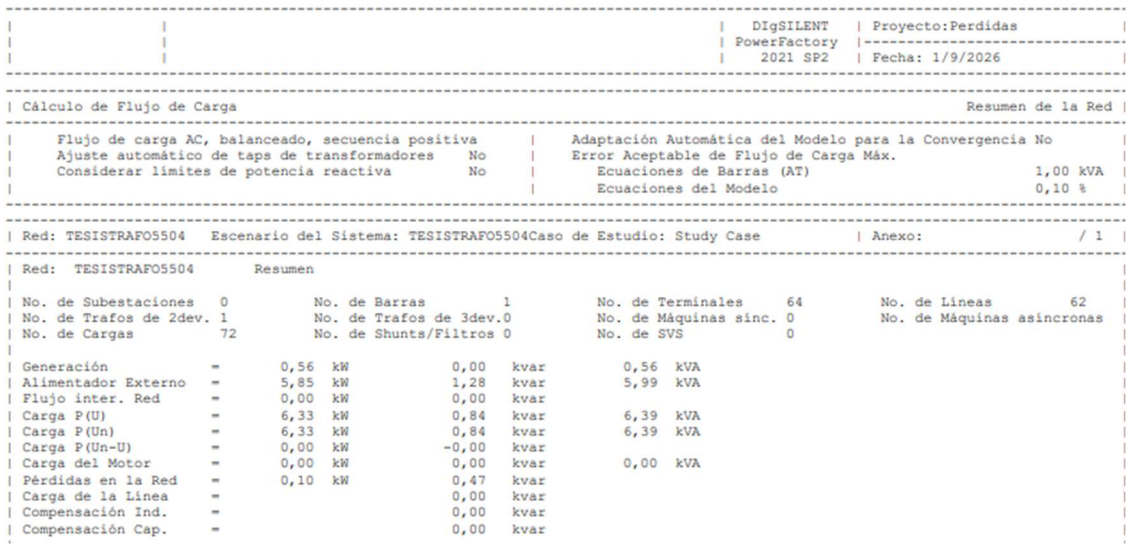
En el escenario E3, las pérdidas de potencia activa registradas fueron de 0,10 kW a las 06h00, 0,11 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. A las 06h00 se mantiene una ligera reducción respecto al escenario base, debido al aporte fotovoltaico disponible durante las primeras horas del día. A las 15h00, las pérdidas bajan de 0,25 kW en el escenario base a 0,11 kW, lo que representa una reducción aproximada de 56,00 %, el cual, es una mejora adicional respecto al escenario E2 y muestra que el incremento de la

penetración fotovoltaica reduce la corriente que circula por determinados tramos de la red durante el horario solar. A las 20h00, las pérdidas permanecen en 1,03 kW debido a la ausencia de generación fotovoltaica.

En la **Figura *55***, se presentan los resultados del escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica. En este escenario todos los puntos de carga considerados en el modelo incorporan generación FV.

Figura 55

Pérdidas técnicas de la red en el escenario E4 de 100 % de penetración FV para los horarios de análisis: (a) 06h00; (b) 15h00; (c) 20h00.



							DIgSILENT PowerFactory 2021 SP2	Proyecto:Perdidas	Fecha: 1/9/2026		
Cálculo de Flujo de Carga										Resumen de la Red	
Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva						Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia			No		
Ajuste automático de taps de transformadores			No			Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.					
Considerar límites de potencia reactiva			No			Ecuaciones de Barras (AT)			1,00	kVA	
						Ecuaciones del Modelo			0,10	%	
Red: TESISTRAFO5504	Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504	Caso de Estudio: Study Case						Anexo:		/ 1	
Red: TESISTRAFO5504	Resumen										
No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62				
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asincronas					
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0						
Generación	=	0,56	kW	0,00	kvar	0,56	kVA				
Alimentador Externo	=	5,85	kW	1,28	kvar	5,99	kVA				
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar						
Carga P(U)	=	6,33	kW	0,84	kvar	6,39	kVA				
Carga P(Un)	=	6,33	kW	0,84	kvar	6,39	kVA				
Carga P(Un-U)	=	0,00	kW	-0,00	kvar						
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00	kVA				
Pérdidas en la Red	=	0,10	kW	0,47	kvar						
Carga de la Línea	=			0,00	kvar						
Compensación Ind.	=			0,00	kvar						
Compensación Cap.	=			0,00	kvar						

(a)

		DIgSILENT	Proyecto:Perdidas
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/9/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504 Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	11,15	kW	0,00	kvar	11,15 kVA
Alimentador Externo	=	4,91	kW	2,57	kvar	5,54 kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar	
Carga P(U)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12 kVA
Carga P(Un)	=	15,97	kW	2,13	kvar	16,12 kVA
Carga P(Un-U)	=	-0,00	kW	0,00	kvar	
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Pérdidas en la Red	=	0,10	kW	0,47	kvar	
Carga de la Línea	=			0,00	kvar	
Compensación Ind.	=			0,00	kvar	
Compensación Cap.	=			0,00	kvar	

(b)

		DIgSILENT	Proyecto:Perdidas
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 20/8/2026

Cálculo de Flujo de Carga — Resumen de la Red

Flujo de carga AC, balanceado, secuencia positiva	Adaptación Automática del Modelo para la Convergencia No
Ajuste automático de taps de transformadores No	Error Aceptable de Flujo de Carga Máx.
Considerar límites de potencia reactiva No	Ecuaciones de Barras (AT) 1,00 kVA
	Ecuaciones del Modelo 0,10 %

Red: TESISTRAFO5504 Escenario del Sistema: TESISTRAFO5504 Caso de Estudio: Study Case | Anexo: / 1

Red: TESISTRAFO5504 Resumen

No. de Subestaciones	0	No. de Barras	1	No. de Terminales	64	No. de Líneas	62
No. de Trafos de 2dev.	1	No. de Trafos de 3dev.	0	No. de Máquinas sinc.	0	No. de Máquinas asíncronas	
No. de Cargas	72	No. de Shunts/Filtros	0	No. de SVS	0		

Generación	=	0,00	kW	-0,00	kvar	0,00 kVA
Alimentador Externo	=	35,98	kW	8,14	kvar	36,89 kVA
Flujo inter. Red	=	0,00	kW	0,00	kvar	
Carga P(U)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72 kVA
Carga P(Un)	=	35,91	kW	7,70	kvar	36,72 kVA
Carga P(Un-U)	=	-0,00	kW	0,00	kvar	
Carga del Motor	=	0,00	kW	0,00	kvar	0,00 kVA
Pérdidas en la Red	=	1,03	kW	1,70	kvar	
Carga de la Línea	=			0,00	kvar	
Compensación Ind.	=			0,00	kvar	
Compensación Cap.	=			0,00	kvar	

(c)

Nota. Elaboración propia a partir del reporte "Resumen de la Red" obtenido en DIgSILENT PowerFactory.

En el escenario E4, las pérdidas de potencia activa fueron de 0,10 kW a las 06h00, 0,10 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. A las 15h00 se obtiene el menor valor de pérdidas técnicas entre todos los escenarios evaluados, con una reducción aproximada de 60,00 % respecto al escenario base. Esto demuestra que la incorporación de generación fotovoltaica en la totalidad de los puntos de carga reduce la corriente que circula por determinados tramos de la red y, en consecuencia, las pérdidas asociadas al efecto Joule.

Sin embargo, a las 20h00 las pérdidas permanecen iguales al escenario base debido a que el perfil fotovoltaico no presenta generación durante la noche.

Tabla 9

Pérdidas técnicas activas y reactivas de la red para los escenarios de simulación.

Escenario	Hora	Generación FV [kW]	Pérdida activa [kW]	Pérdida reactiva [kvar]	Reducción de pérdida activa [%]
Base	06h00	0,00	0,11	0,48	–
Base	15h00	0,00	0,25	0,67	–
Base	20h00	0,00	1,03	1,70	–
E1	06h00	0,07	0,11	0,48	0,00
E1	15h00	1,44	0,22	0,63	12,00
E1	20h00	0,00	1,03	1,70	0,00
E2	06h00	0,28	0,10	0,48	9,09
E2	15h00	5,57	0,16	0,54	36,00
E2	20h00	0,00	1,03	1,70	0,00
E3	06h00	0,48	0,10	0,47	9,09
E3	15h00	9,49	0,11	0,48	56,00
E3	20h00	0,00	1,03	1,70	0,00
E4	06h00	0,56	0,10	0,47	9,09
E4	15h00	11,15	0,10	0,47	60,00
E4	20h00	0,00	1,03	1,70	0,00

Nota. Elaboración propia.

La comparación de los resultados indica que el efecto de la generación fotovoltaica sobre las pérdidas técnicas se presenta a las 15h00. En este horario, las pérdidas de potencia activa disminuyen progresivamente desde 0,25 kW en el escenario base hasta 0,22 kW en E1, 0,16 kW en E2, 0,11 kW en E3 y 0,10 kW en E4. Estas reducciones equivalen aproximadamente a 12,00 %, 36,00 %, 56,00 % y 60,00 %, respectivamente, respecto al escenario base.

A las 06h00, las pérdidas presentan variaciones de menor magnitud. El escenario base y E1 registran aproximadamente 0,11 kW, mientras que E2, E3 y E4 presentan aproximadamente 0,10 kW. Aunque porcentualmente su reducción respecto al escenario base equivale a aproximadamente 9,09 % en estos últimos escenarios, la reducción absoluta es de apenas 0,01 kW, debido al reducido nivel de demanda y generación fotovoltaica disponible durante las primeras horas del día.

A las 20h00, las pérdidas de potencia activa se mantienen en 1,03 kW para todos los escenarios. Este comportamiento se debe a que la generación fotovoltaica es nula durante el horario nocturno y, por tanto, los escenarios FV reproducen prácticamente la misma condición operativa del escenario base. Además, este horario coincide con la mayor demanda de la red y presenta el valor más elevado de pérdidas técnicas.

En consecuencia, los resultados muestran que la incorporación progresiva de sistemas fotovoltaicos contribuye a reducir las pérdidas técnicas durante las horas con disponibilidad solar. La mayor reducción se obtiene en el escenario E4 de 100 % de penetración, alcanzando aproximadamente 60,00 % a las 15h00. Sin embargo, este beneficio desaparece durante el horario nocturno, por lo que el autoconsumo fotovoltaico sin almacenamiento no reduce las pérdidas asociadas a la condición crítica de las 20h00.

4.4 Criterios de comparación de resultados

La comparación de resultados se realizó con el propósito de identificar los cambios técnicos producidos por la incorporación de generación fotovoltaica en la red de baja tensión del transformador 5504. Para ello, se definieron criterios de comparación que permitieron relacionar los resultados del escenario base con los escenarios de penetración fotovoltaica, manteniendo una misma estructura de análisis para todos los indicadores evaluados.

El primer criterio utilizado fue la comparación respecto al escenario base. Este escenario representa la condición de operación de la red sin generación fotovoltaica y constituye la referencia principal para evaluar los cambios producidos en los escenarios E1, E2, E3 y E4. Por tanto, los valores de cargabilidad, tensión y pérdidas obtenidos con penetración fotovoltaica fueron interpretados en función de su variación respecto a la condición inicial del sistema.

El segundo criterio fue la comparación bajo la misma condición horaria. Los resultados no fueron comparados entre horas distintas, debido a que cada horario representa una condición operativa diferente de carga y generación. Por esta razón, los valores obtenidos a las 06h00 se compararon únicamente con los resultados de las 06h00; los valores de las 15h00 se compararon con los resultados de las 15h00; y los valores de las 20h00 se compararon con los resultados de las 20h00. Este criterio evita interpretaciones incorrectas, ya que la demanda residencial, comercial, el alumbrado público y la generación fotovoltaica no se comportan de la misma manera durante todo el día.

El tercer criterio fue mantener constantes las condiciones del modelo eléctrico. En todos los escenarios se conservó la misma topología de red, el mismo transformador, los mismos tramos de baja tensión, los mismos parámetros de conductores, las mismas cargas y los mismos perfiles horarios de demanda. La diferencia entre escenarios corresponde únicamente a la incorporación progresiva de generación fotovoltaica en los puntos de carga seleccionados. Esto permite atribuir las variaciones observadas principalmente al efecto de la penetración fotovoltaica y no a cambios estructurales del modelo.

El cuarto criterio fue evaluar los resultados de acuerdo con el indicador técnico analizado. Para la cargabilidad del transformador se comparó la reducción del porcentaje de utilización del equipo respecto al escenario base. Para el perfil de voltaje se verificó el

comportamiento de los valores en los puntos P1, P2 y P3, considerando su ubicación al inicio, medio y final de la red. Para las pérdidas técnicas se comparó la variación de las pérdidas de potencia activa obtenidas en el reporte “Resumen de la Red” de DIgSILENT PowerFactory.

En el caso del alivio de carga, el criterio de comparación se basó en identificar la reducción porcentual de la cargabilidad del transformador respecto al escenario base. Para ello, se comparó la cargabilidad obtenida en cada escenario con generación fotovoltaica frente al valor registrado en el escenario sin generación, siempre en la misma hora de análisis. La expresión utilizada para este cálculo fue desarrollada previamente en el subtema 4.3.2 Análisis del alivio de carga por penetración fotovoltaica, por lo que en este apartado se considera únicamente como criterio de comparación de resultados.

Bajo este criterio, un escenario se interpreta como favorable cuando presenta una menor cargabilidad del transformador respecto al escenario base. Sin embargo, dicha reducción no se analiza de forma aislada, sino en conjunto con los perfiles de tensión y las pérdidas técnicas, con el fin de verificar que el alivio del transformador no esté acompañado de condiciones operativas desfavorables en la red de baja tensión.

Para las pérdidas técnicas, el criterio de comparación consistió en evaluar la reducción porcentual de las pérdidas de potencia activa de la red respecto al escenario base. Este procedimiento fue desarrollado en el subtema 4.3.4 Análisis de pérdidas técnicas, donde se compararon las pérdidas obtenidas en cada escenario fotovoltaico con las pérdidas del escenario base en la misma hora.

Para el perfil de voltaje, el criterio de comparación se centró en observar la variación del voltaje a lo largo de la red. Se analizaron tres puntos representativos: P1 como punto inicial, P2 como punto medio y P3 como punto final. Esta comparación

permitió identificar si la generación fotovoltaica mejora los niveles de tensión en los puntos más alejados del transformador, donde normalmente se presentan mayores caídas de tensión por efecto de la distancia eléctrica y la circulación de corriente.

Otro criterio considerado fue la interpretación conjunta de los indicadores. Una reducción en la cargabilidad del transformador no se consideró suficiente por sí sola para concluir que el escenario es técnicamente favorable. También fue necesario revisar que los perfiles de tensión se mantengan dentro de rangos admisibles y que las pérdidas técnicas no aumenten de manera desfavorable. Por esta razón, los resultados fueron interpretados de forma integrada, considerando cargabilidad, tensión y pérdidas como indicadores complementarios.

Además, se consideró que el porcentaje de penetración fotovoltaica no implica una mejora estrictamente lineal de los indicadores analizados. La ubicación de los puntos con generación, la potencia fotovoltaica asignada, la fase de conexión y la ubicación eléctrica dentro de la red influyen directamente en la magnitud de los resultados. Por esta razón, aunque en los escenarios simulados se observa una mejora progresiva con el incremento de la penetración fotovoltaica, la magnitud de dicha mejora no es necesariamente proporcional al porcentaje de penetración.

Con base en estos criterios, los resultados muestran que los efectos más importantes de la generación fotovoltaica se presentan durante el horario de las 15h00 a comparación de los otros escenarios. En este horario se observó reducción de la cargabilidad del transformador, mejora de los niveles de tensión en los puntos analizados y se obtiene menores pérdidas técnicas. En cambio, a las 20h00 los escenarios con generación fotovoltaica no presentaron mejoras, debido a que la producción solar es nula durante el horario nocturno. Por tanto, la comparación de resultados se desarrolló bajo un criterio técnico y horario, tomando como base la condición sin generación fotovoltaica y

evaluando únicamente las variaciones producidas por la incorporación de sistemas FV. Este enfoque permitió identificar no solo el beneficio de la generación fotovoltaica durante las horas solares, sino también sus limitaciones frente a la condición crítica nocturna del transformador 5504.

Los resultados seleccionados en este capítulo se relacionan directamente con los objetivos específicos planteados al inicio de la investigación. La condición base del transformador permite establecer la referencia inicial de operación de la red, mientras que los escenarios E1, E2, E3 y E4 permiten observar los cambios producidos al incrementar la penetración fotovoltaica. Para evaluar el alivio de carga se utilizó principalmente la variación de la cargabilidad del transformador; para el comportamiento de la red se consideraron los valores de tensión en los puntos P1, P2 y P3; y para evaluar el efecto sobre las pérdidas se compararon los valores obtenidos en cada escenario respecto al caso base. Estos indicadores permiten relacionar los resultados obtenidos con los aspectos técnicos definidos en los objetivos del estudio.

Tabla 10

Relación entre los objetivos específicos y los resultados analizados.

Objetivo específico	Indicador utilizado	Resultado asociado
Caracterizar la red y el escenario base	Cargabilidad y condiciones iniciales de operación	Sección 4.3.1
Analizar escenarios con diferentes niveles de penetración	Escenarios E1, E2, E3 y E4	Secciones 4.1 y 4.3
Evaluar el alivio de carga del transformador	Cargabilidad (%) y porcentaje de alivio	Sección 4.3.2 y Tabla 7
Analizar la variación del perfil de tensión	Tensión en P1, P2 y P3	Sección 4.3.3 y Tabla 8
Evaluar las pérdidas técnicas	Pérdidas activas y reactivas	Sección 4.3.4 y Tabla 9

Nota. Elaboración propia.

Al relacionar estos indicadores con la propuesta desarrollada para el transformador 5504, se observa que el efecto más importante se presenta durante las horas con generación solar. A las 15h00, la cargabilidad disminuyó de 54,20 % en el escenario base a 18,47 % en E4; en el mismo horario, las pérdidas activas pasaron de 0,25 kW a 0,10 kW y el punto final P3 presentó un nivel de tensión superior al registrado sin generación fotovoltaica. En cambio, a las 20h00 la cargabilidad permaneció en 122,98 % en todos los escenarios. De esta forma, la incorporación fotovoltaica planteada en el estudio presenta un aporte técnico durante el periodo solar, aunque no modifica la condición de sobrecarga nocturna del transformador.

4.5 Supuestos y limitaciones del modelo

El modelo desarrollado en DIgSILENT PowerFactory se construyó con el propósito de evaluar el impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico sobre una red de distribución de baja tensión en régimen permanente. Por esta razón, los resultados obtenidos deben interpretarse dentro de los supuestos y limitaciones definidos para el alcance del estudio.

El primer supuesto corresponde al uso del flujo de potencia en estado estacionario como herramienta principal de análisis. Esto significa que las simulaciones representan condiciones específicas de operación para horarios determinados, sin analizar fenómenos dinámicos, transitorios eléctricos, respuesta ante fallas, coordinación de protecciones ni variaciones rápidas de generación o demanda. El estudio se concentra en magnitudes como tensión, cargabilidad del transformador, pérdidas técnicas y comportamiento de la red bajo condiciones de carga y generación previamente definidas.

El segundo supuesto se relaciona con la representación de las cargas. Las cargas residenciales, comerciales y de alumbrado público fueron modeladas mediante potencias asignadas y perfiles horarios característicos. Estos perfiles permiten representar la

variación diaria de la demanda, pero no corresponden a mediciones instantáneas reales de cada usuario. Por tanto, el modelo representa una aproximación técnica del comportamiento de la red, basada en la información disponible y en criterios de modelamiento aplicados de manera uniforme para todos los escenarios.

El tercer supuesto corresponde al modelamiento de los sistemas fotovoltaicos. La potencia fotovoltaica asignada a cada punto de carga se definió en función de la potencia asociada a cada carga del modelo y posteriormente se normalizó mediante valores equivalentes de simulación relacionados con tamaños de inversores. Este criterio permitió representar sistemas fotovoltaicos prácticos dentro del modelo eléctrico, pero no constituye un diseño constructivo definitivo de cada instalación individual. En consecuencia, el estudio no define el número exacto de módulos, estructura, protecciones, calibres internos ni configuración física de cada sistema fotovoltaico.

El cuarto supuesto corresponde al uso de una curva típica de generación fotovoltaica. Para representar la variación horaria de la producción solar, se utilizó una curva obtenida a partir de la simulación en PVsyst de un sistema fotovoltaico representativo asociado al punto C23 del transformador 5504. Aunque se generaron curvas representativas para los doce meses del año, las simulaciones de flujo de potencia se realizaron utilizando la curva representativa correspondiente al mes de enero cargada en DIgSILENT PowerFactory. Por tanto, los resultados reflejan el comportamiento de la red bajo esa condición de generación y no un análisis anual completo hora a hora.

El quinto supuesto corresponde al factor de potencia de los sistemas fotovoltaicos. En el modelo, los inversores fueron considerados inicialmente con factor de potencia unitario, por lo que la generación fotovoltaica se representó principalmente como inyección de potencia activa. No se analizaron estrategias avanzadas de control de potencia reactiva, regulación Volt-VAR, control de tensión por inversores ni funciones

dinámicas propias de equipos comerciales. Esta simplificación es coherente con el objetivo del estudio, centrado en el alivio de carga del transformador y en el comportamiento general de la red de baja tensión.

El sexto supuesto se relaciona con la selección aleatoria de los puntos de carga con generación fotovoltaica. Los escenarios de penetración fueron definidos mediante una herramienta HTML que seleccionó de forma aleatoria los puntos con sistemas FV para cada porcentaje considerado. Esta metodología permite representar una condición más cercana a la realidad, donde los usuarios pueden instalar o no sistemas fotovoltaicos en diferentes puntos de la red. Sin embargo, al tratarse de una selección específica por escenario, los resultados no representan todas las combinaciones posibles de ubicación fotovoltaica. Una evaluación estadística completa requeriría ejecutar múltiples sorteos por cada nivel de penetración y analizar el comportamiento promedio y los casos extremos.

El séptimo supuesto corresponde a la topología y a los parámetros eléctricos de la red. El circuito asociado al transformador 5504 se reconstruyó a partir del recorte de ArcGIS, los puntos de carga, las luminarias, los tramos principales y la información disponible de los conductores. Con estos datos se buscó obtener una representación lo más cercana posible a la red existente; sin embargo, el modelo no constituye una reproducción exacta uno a uno del circuito físico. Algunas longitudes, ubicación de acometidas, distribución de cargas y características de determinados tramos fueron representadas de acuerdo con la información disponible y con los criterios adoptados durante el modelamiento. Por esta razón, los resultados corresponden al comportamiento del sistema bajo las condiciones simuladas y pueden presentar diferencias frente a valores obtenidos mediante mediciones directas en campo.

El octavo supuesto se relaciona con el transformador de distribución. El transformador 5504 fue modelado con una potencia nominal de 30 kVA y con los parámetros disponibles para representar su operación dentro del flujo de carga. El análisis se enfocó en su cargabilidad y en el alivio producido por la generación fotovoltaica, pero no incluyó un estudio térmico detallado del equipo, envejecimiento del aislamiento, temperatura del aceite, temperatura ambiente ni pérdida de vida útil. Por tanto, las conclusiones sobre el transformador se limitan a su comportamiento eléctrico en régimen permanente.

El noveno supuesto corresponde al alcance de calidad de energía. El estudio considera el nivel de tensión como variable principal asociada a la calidad del producto eléctrico, pero no desarrolla análisis de armónicos, flicker, distorsión armónica total, transitorios, resonancias, estabilidad ni comportamiento dinámico de inversores. Estos fenómenos requieren modelos específicos, mediciones detalladas y simulaciones adicionales que exceden el alcance definido para la presente investigación.

El décimo supuesto se relaciona con el almacenamiento de energía. Los escenarios simulados no incorporan baterías ni sistemas de gestión de energía. Por esta razón, la generación fotovoltaica solo produce alivio durante las horas en las que existe recurso solar disponible. En consecuencia, los resultados muestran que la generación fotovoltaica puede reducir la cargabilidad y las pérdidas durante el horario diurno, pero no corrige la condición crítica nocturna del transformador, debido a que durante la noche la producción solar es nula.

De igual manera, el estudio no incluye evaluación económica, análisis financiero, retorno de inversión, costos de instalación, tarifas eléctricas, compensación de excedentes ni análisis de facturación. El enfoque es estrictamente técnico y se orienta a evaluar el comportamiento eléctrico de la red ante diferentes niveles de penetración fotovoltaica.

Por tanto, los resultados no deben interpretarse como una recomendación económica de implementación, sino como una evaluación técnica de impacto sobre la red de baja tensión.

Finalmente, los resultados obtenidos son válidos para la red específica asociada al transformador 5504 del sector Puertas del Sol, bajo las condiciones de modelamiento, datos disponibles, escenarios de penetración y horarios analizados. No se debe generalizar directamente estos resultados a otros transformadores o redes de baja tensión sin realizar previamente una caracterización propia de cada caso. Cada red presenta diferencias en topología, longitud de tramos, distribución de cargas, niveles de demanda, conductores y ubicación de generación fotovoltaica, por lo que el impacto técnico del autoconsumo puede variar de un sistema a otro.

CAPÍTULO V

5.1 Conclusiones y Recomendaciones

5.1.1 Conclusiones

Se cumplió satisfactoriamente el objetivo general de la investigación, ya que fue posible analizar técnicamente el impacto del autoconsumo fotovoltaico en una red de distribución de baja tensión mediante simulaciones de flujo de potencia en DIgSILENT PowerFactory. El estudio permitió construir un escenario base sin generación fotovoltaica y compararlo con escenarios de penetración FV, evaluando cómo la incorporación de generación distribuida modifica la cargabilidad del transformador, los niveles de tensión en la red y las pérdidas técnicas. De esta manera, se comprobó que el autoconsumo fotovoltaico puede contribuir al alivio de carga del transformador durante las horas solares, aunque su efecto depende directamente de la coincidencia horaria entre generación y demanda.

La selección del transformador 5504 como caso de estudio resultó adecuada, debido a que presentó una condición inicial de cargabilidad elevada dentro del sector Puertas del Sol. Esta condición justificó su análisis como red prioritaria para evaluar estrategias de alivio mediante generación fotovoltaica distribuida. A partir de la información disponible, se delimitó la red de baja tensión asociada al transformador, se identificaron los puntos de carga residenciales y comerciales, se incorporó el alumbrado público y se reconstruyó el modelo eléctrico en DIgSILENT PowerFactory. Esta etapa permitió disponer de una representación técnica del sistema, manteniendo relación entre la ubicación física de las cargas, su conexión eléctrica y los parámetros necesarios para ejecutar los flujos de potencia. Esta representación conserva la configuración y los elementos principales de la red estudiada, aunque no corresponde a una réplica física exacta de cada tramo, acometida y punto de conexión.

La caracterización del escenario base permitió identificar que la condición más crítica del transformador no ocurre durante el periodo solar, sino en horario nocturno. En las simulaciones realizadas, la cargabilidad del transformador fue de 21,80 % a las 06h00, 54,20 % a las 15h00 y 122,98 % a las 20h00. Esto demuestra que la sobrecarga del transformador 5504 se presenta principalmente en la noche, cuando coinciden la demanda residencial, la actividad comercial vespertina/nocturna y el alumbrado público, mientras que la generación fotovoltaica es nula. Por tanto, el escenario base permitió establecer una referencia clara para interpretar el efecto real de los sistemas fotovoltaicos en cada horario de análisis.

Los escenarios de penetración fotovoltaica demostraron que, dentro de los horarios analizados, el mayor beneficio técnico se presenta a las 15h00, periodo en el que existe un aporte de generación solar. En este horario, la cargabilidad del transformador disminuyó desde 54,20 % en el escenario base hasta 49,45 % en E1, 35,98 % en E2, 23,49 % en E3 y 18,47 % en E4. El escenario E4, correspondiente al 100 % de penetración fotovoltaica, presentó el mayor alivio de carga, con una reducción aproximada de 65,92 % respecto al escenario base. Este resultado confirma que la generación fotovoltaica distribuida reduce la demanda neta vista desde el transformador cuando existe producción solar suficiente.

El análisis también permitió comprobar que el efecto de la penetración fotovoltaica no presenta una relación estrictamente lineal con el porcentaje de usuarios que incorporan generación. Aunque en los escenarios simulados se observa una reducción progresiva de la cargabilidad a medida que aumenta la penetración FV, la magnitud de dicha mejora depende además de la potencia asignada a cada punto de carga, su ubicación dentro de la red, la fase de conexión y la coincidencia horaria entre generación y demanda. Por esta razón, la evaluación de penetración fotovoltaica debe considerar conjuntamente

tanto el porcentaje de puntos con generación como sus características eléctricas dentro de la red.

A las 06h00, la reducción de cargabilidad fue baja en todos los escenarios, debido a que el perfil fotovoltaico utilizado todavía presenta una generación reducida en las primeras horas del día. En cambio, a las 20h00 la cargabilidad se mantuvo constante en 122,98 % para todos los escenarios, incluso con 100 % de penetración FV. Este resultado es una de las conclusiones más importantes del estudio: el autoconsumo fotovoltaico sin almacenamiento contribuye al alivio de carga durante el día, pero no corrige la sobrecarga nocturna del transformador. Por tanto, la generación fotovoltaica residencial no debe interpretarse como una solución completa para todos los problemas de cargabilidad, sino como una alternativa efectiva bajo condiciones horarias específicas.

Respecto al perfil de voltaje, los resultados muestran que la generación fotovoltaica mejora progresivamente los niveles de voltaje durante las horas con disponibilidad solar, especialmente en los puntos medio y final de la red. En el escenario base a las 15h00, el punto final P3 presentó una tensión aproximada de 0,2170 kV, equivalente a 0,9862 p.u.; mientras que en el escenario E4, para el mismo horario, el valor aumentó hasta 0,2188 kV, equivalente a 0,9946 p.u. Esta variación muestra que la generación distribuida conectada en la red contribuye a reducir la caída de tensión, debido a que parte de la demanda se abastece localmente y disminuye la corriente que circula desde el transformador hacia los usuarios.

En la condición nocturna de 20h00, el punto final de la red presentó el valor de tensión más bajo, con 0,2120 kV, equivalente a 0,9636 p.u. Este comportamiento se relaciona con la mayor demanda del sistema y con la distancia eléctrica entre el transformador y los puntos alejados de la red. Sin embargo, los valores obtenidos se

mantuvieron dentro del rango admisible considerado para baja tensión. Esto permite concluir que, bajo las condiciones simuladas, la incorporación de sistemas fotovoltaicos no generó problemas de sobretensión en la red; por el contrario, durante las horas solares contribuyó a mejorar el perfil de voltaje, especialmente en los nodos más alejados.

Las pérdidas técnicas también indicaron una mejora durante las horas con generación solar. En el escenario base, las pérdidas de potencia activa fueron de 0,11 kW a las 06h00, 0,25 kW a las 15h00 y 1,03 kW a las 20h00. Al incorporar generación fotovoltaica, las pérdidas a las 15h00 decrecieron hasta 0,22 kW en E1, 0,16 kW en E2, 0,11 kW en E3 y 0,10 kW en E4. La mayor reducción se obtuvo en el escenario de 100 % de penetración FV, con un 60,00 % respecto al escenario base. Este comportamiento demostró que la generación distribuida reduce la corriente que circula por determinados tramos durante el periodo solar y, en consecuencia, obtenemos menores pérdidas asociadas al efecto Joule.

A las 20h00, las pérdidas de potencia activa se mantuvieron en 1,03 kW para todos los escenarios. Este resultado es coherente con el comportamiento de la cargabilidad del transformador y del perfil de generación fotovoltaica, debido a que en horario nocturno no existe producción solar. En consecuencia, las pérdidas técnicas más elevadas se presentan en la condición de mayor demanda, y no pueden ser reducidas mediante sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento. Esta conclusión refuerza la necesidad de interpretar la generación fotovoltaica como una estrategia de mejora diurna, mas no como una solución directa para las condiciones críticas nocturnas.

La simulación del sistema fotovoltaico representativo en PVsyst permitió construir una curva de generación fotovoltaica más realista para su incorporación en DIgSILENT PowerFactory. La simulación del sistema fotovoltaico representativo C23-

TR5504 permitió obtener una referencia horaria de producción basada en las condiciones meteorológicas del sector Puertas del Sol. La curva resultante presentó valores nulos durante la noche, incremento durante la mañana, mayor aporte alrededor del mediodía y reducción durante la tarde. A partir de esta información se generaron curvas representativas de producción fotovoltaica, evitando utilizar una curva idealizada o perfectamente simétrica. Esto fortaleció la metodología, debido a que el aporte FV incorporado en PowerFactory respondió a una producción horaria variable, con valores nulos durante la noche, incremento durante la mañana, mayor aporte alrededor del mediodía y reducción durante la tarde.

El procedimiento de dimensionamiento permitió obtener una referencia inicial de la capacidad fotovoltaica asociada a los usuarios de la red. Sin embargo, para su representación en DIgSILENT PowerFactory, la potencia de los sistemas fotovoltaicos fue ajustada en función de la potencia asociada a cada punto de carga. Este criterio permitió representar sistemas FV coherentes con las características eléctricas de las cargas dentro del modelo. La decisión metodológica fue adecuada para el objetivo del estudio, ya que el propósito no fue realizar el diseño constructivo definitivo de cada instalación fotovoltaica, sino evaluar el efecto técnico de la generación distribuida sobre la red de baja tensión.

La herramienta HTML utilizada para la selección aleatoria de puntos de carga permitió definir escenarios de penetración fotovoltaica de manera trazable y reproducible. Este criterio aportó coherencia al análisis, ya que representa una condición más cercana a la realidad, donde la instalación de sistemas fotovoltaicos no ocurre necesariamente de forma ordenada ni concentrada en un solo tramo de la red. Sin embargo, también se concluye que una única selección aleatoria por escenario no representa todas las combinaciones posibles de ubicación FV. Por ello, los resultados deben interpretarse

como una evaluación técnica de los escenarios definidos, no como una predicción universal del comportamiento de cualquier combinación de usuarios con generación.

En conjunto, los resultados obtenidos confirman que el autoconsumo fotovoltaico puede generar beneficios técnicos en redes de baja tensión, principalmente durante las horas de mayor irradiación solar. Estos beneficios se reflejan en la reducción de la cargabilidad del transformador, la mejora del perfil de voltaje y menos pérdidas técnicas. No obstante, también se comprobó que los beneficios dependen del horario, de la ubicación de los sistemas, de la potencia asociada a cada punto de carga y de la disponibilidad del recurso solar. Por tanto, el impacto técnico de la generación fotovoltaica no debe evaluarse únicamente por el porcentaje de penetración, sino mediante una comparación conjunta de indicadores eléctricos.

Finalmente, se concluye que el autoconsumo fotovoltaico constituye una alternativa técnicamente favorable para aliviar parcialmente la operación diurna del transformador 5504, pero no elimina la condición crítica nocturna detectada en la red. El estudio demuestra que, sin almacenamiento de energía o sin estrategias complementarias de gestión de demanda, la generación FV no reduce la sobrecarga que ocurre durante las horas sin producción solar. En consecuencia, la solución técnica para una red con sobrecarga nocturna no debe limitarse únicamente a la incorporación de sistemas fotovoltaicos, sino que debe complementarse con análisis adicionales orientados a almacenamiento, redistribución de cargas, repotenciación del transformador, gestión de demanda o reconfiguración de la red de baja tensión.

5.1.2 Recomendaciones

Se recomienda ampliar el presente estudio mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías, debido a que los resultados obtenidos

revelaron que el autoconsumo fotovoltaico sin almacenamiento reduce la cargabilidad del transformador durante las horas solares, pero no corrige la condición crítica nocturna. En una investigación posterior, se podría modelar un sistema fotovoltaico con baterías para almacenar parte de la energía generada durante el día y utilizarla durante horarios sin recurso solar, especialmente en la noche. Este análisis permitiría evaluar si la energía almacenada puede contribuir al alivio de carga del transformador 5504 durante el periodo de mayor demanda nocturna, en el cual la generación fotovoltaica directa es nula.

Asimismo, se recomienda desarrollar escenarios de simulación que incorporen estrategias de despacho de baterías, considerando horarios de carga, descarga, estado de carga mínimo, capacidad nominal del banco de baterías y potencia máxima de inyección hacia la red. Este criterio permitiría analizar no solo la reducción de cargabilidad del transformador, sino también la influencia del almacenamiento sobre los perfiles de tensión, las pérdidas técnicas y la posible aparición de flujos inversos. De esta manera, el análisis dejaría de depender únicamente de la coincidencia instantánea entre irradiación solar y demanda, y permitiría estudiar el comportamiento de la red bajo esquemas de gestión energética más completos.

También se recomienda realizar mediciones de tensión y corriente en campo en puntos representativos de la red, principalmente en los sectores inicial, medio y final del alimentador de baja tensión. Esta información permitiría contrastar los valores obtenidos en la simulación con el comportamiento real de la red, verificando si los perfiles de tensión calculados en DIgSILENT PowerFactory se aproximan a las condiciones operativas observadas. De igual manera, las mediciones permitirían identificar posibles desequilibrios entre fases, variaciones de tensión no consideradas y condiciones particulares de operación que podrían no estar completamente representadas en el modelo.

Se recomienda ejecutar un mayor número de escenarios aleatorios para cada porcentaje de penetración fotovoltaica. En el presente estudio, la selección de puntos con generación FV se realizó mediante una herramienta HTML que permitió definir escenarios específicos de 20 %, 60 %, 80 % y 100 %. Sin embargo, al tratarse de una selección aleatoria, una sola combinación de usuarios no representa todas las distribuciones posibles de generación dentro de la red. Por ello, en futuros trabajos se debería realizar un análisis estadístico con múltiples sorteos por cada nivel de penetración, con el fin de obtener valores promedio, casos favorables y casos críticos de cargabilidad, tensión y pérdidas.

Se recomienda analizar con mayor detalle la influencia de la ubicación eléctrica de los sistemas fotovoltaicos dentro de la red de baja tensión, considerando que la magnitud del alivio de carga puede estar condicionada no solo por el porcentaje de penetración, sino también por la potencia asignada a cada usuario, la fase de conexión y el punto donde se incorpora la generación. En futuras investigaciones se podría comparar una selección aleatoria de usuarios con una selección técnica optimizada, priorizando puntos ubicados al final de la red, nodos con mayores caídas de tensión o usuarios con mayor consumo. Esto permitiría identificar si una ubicación estratégica de sistemas FV produce mejores resultados que una distribución aleatoria.

Se recomienda profundizar el análisis de calidad de energía en estudios posteriores, incorporando variables que no formaron parte del alcance principal de esta investigación, tales como desequilibrio de tensión y corriente, distorsión armónica, flicker, transitorios y comportamiento dinámico de inversores. El presente estudio se enfocó en flujo de potencia en régimen permanente, cargabilidad, tensión y pérdidas; por tanto, un análisis más amplio permitiría evaluar condiciones adicionales que pueden presentarse en redes de baja tensión con alta penetración fotovoltaica.

Se recomienda desarrollar un análisis técnico-económico complementario que evalúe costos de implementación, tiempos de recuperación de inversión, beneficios por reducción de pérdidas, costos de almacenamiento y posibles esquemas de compensación energética. El presente trabajo se delimitó como una evaluación técnica de impacto sobre la red de baja tensión, por lo que no incluyó análisis financiero ni tarifario. Sin embargo, para una posible aplicación real, sería necesario relacionar los beneficios eléctricos obtenidos con la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento.

Se recomienda replicar la metodología aplicada en otros transformadores del sector Puertas del Sol o en otras redes de baja tensión del área de servicio de CENTROSUR. Los resultados obtenidos para el transformador 5504 no deben generalizarse directamente a otros circuitos, debido a que cada red presenta condiciones propias de topología, longitud de tramos, distribución de cargas, calibre de conductores, ubicación de usuarios y demanda horaria. Aplicar el mismo procedimiento en diferentes transformadores permitiría comparar resultados y determinar en qué condiciones el autoconsumo fotovoltaico produce mayor beneficio técnico.

Finalmente, se recomienda que futuras investigaciones consideren soluciones complementarias al autoconsumo fotovoltaico para atender la sobrecarga nocturna del transformador. Entre estas alternativas se pueden estudiar la repotenciación del transformador, redistribución de cargas entre fases, reconfiguración de la red de baja tensión, gestión de demanda, incorporación de almacenamiento distribuido o combinación de sistemas fotovoltaicos con baterías. Esta recomendación surge de los resultados obtenidos, ya que la generación fotovoltaica directa mostró beneficios importantes durante el día, pero no permitió reducir la cargabilidad del transformador durante el horario nocturno de mayor demanda.

6. Referencias

DIgSILENT GmbH. (2021). PowerFactory 2021 SP2 (Version 21.0.4.0, Build 11021) [Software]. https://www.digsilent.de/

Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024a). *Regulación Nro. ARCONEL-005/24 (codificada): Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*.

Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2024b). *Regulación Nro. ARCONEL-009/24: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*.

Bolívar Pérez. (2026, March 28). *Vecinos de Puertas del Sol con deficiencias en servicios*. Diario El Mercurio. https://elmercurio.com.ec/cuenca/2026/03/28/vecinos-puertas-sol-deficiencias-servicios/

Cabrera María, & Mendoza Williams. (2023). *Caracterización de curvas de carga en consumidores de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. mediante técnicas de agrupamiento de datos*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.

Camilo, F. M., Castro, R., Almeida, M. E., & Pires, V. F. (2016). Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, *10*(7), 1741–1748. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0431

Chaudhary, P., & Rizwan, M. (2018). Voltage regulation mitigation techniques in distribution system with high PV penetration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 3279–3287. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.017

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (n.d.-a). *Medidores AMI*. CENTROSUR. Retrieved August 31, 2026, from https://www.centrosur.gob.ec/medidores-ami/

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (n.d.-b). *Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA)*. CENTROSUR. Retrieved August 31, 2026, from https://www.centrosur.gob.ec/tramites/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda/

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (2025, March 14). *Centrosur moderniza el servicio eléctrico con medidores AMI en Cuenca*. CENTROSUR. https://www.centrosur.gob.ec/centrosur-moderniza-el-servicio-electrico-con-medidores-ami-en-cuenca/

Fatima, S., Püvi, V., & Lehtonen, M. (2020). Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks. *Energies*, *13*(18), 4756. https://doi.org/10.3390/en13184756

Gawlak, A., & Kornatka, M. (2024). Analysis of the Impact of Photovoltaic Generation on the Level of Energy Losses in a Low-Voltage Network. *Energies*, *17*(23), 5957. https://doi.org/10.3390/en17235957

Hasheminamin, M., Agelidis, V. G., Salehi, V., Teodorescu, R., & Hredzak, B. (2015). Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration. *IEEE Journal of Photovoltaics*, *5*(4), 1158–1168. https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2015.2417753

International Electrotechnical Commission. (2017). *IEC 61724-1:2017 Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*.

Ismail, M. (2021). Performance Analysis of PV Systems: Case study of Palestine Technical University (PTUK) PV Plant. □□□□□□ □□□□□ □□□□ 21–10), 1(*9*, □□□□□□□ □□□□□□□. https://doi.org/10.53671/pturj.v9i1.147

Kotsonias, A., Hadjidemetriou, L., Asprou, M., & Panayiotou, C. G. (2025). Operational challenges and solution approaches for low voltage distribution grids — A review. *Electric Power Systems Research*, *239*, 111258. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.111258

Laines Sylvia, & Oviedo Milena. (2021). *Metodología para calcular la demanda máxima unitaria de clientes industriales y comerciales que cuenten con sistema de telemedición en base a la obtención de curvas tipo de demanda diaria mediante la técnica Fuzzy C-means.* [BachelorThesis]. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

Majeed, I. B., & Nwulu, N. I. (2022). Impact of Reverse Power Flow on Distributed Transformers in a Solar-Photovoltaic-Integrated Low-Voltage Network. *Energies*, *15*(23), 9238. https://doi.org/10.3390/en15239238

Masoum, A. S., Moses, P. S., Masoum, M. A. S., & Abu-Siada, A. (2012). Impact of rooftop PV generation on distribution transformer and voltage profile of residential and commercial networks. *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 1–7. https://doi.org/10.1109/ISGT.2012.6175693

Ministerio de Energía y Minas. (2024, September 27). *El Ministro de Energía y Minas informó sobre la situación energética actual y las acciones gubernamentales para alcanzar la estabilidad del sector*. Ministerio de Ambiente y Energía. https://www.ambienteyenergia.gob.ec/el-ministro-de-energia-y-minas-informo-sobre-la-situacion-energetica-actual-y-las-acciones-gubernamentales-para-alcanzar-la-estabilidad-del-sector/

Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (n.d.). *Términos de Referencia Sistema AMI: Anexo A5. Integración e interoperabilidad*.

Nousdilis, A. I., Christoforidis, G. C., & Papagiannis, G. K. (2018). Active power management in low voltage networks with high photovoltaics penetration based on prosumers' self-consumption. *Applied Energy*, *229*, 614–624. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.032

Pezeshki, H., Wolfs, P. J., & Ledwich, G. (2014). Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *29*(3), 1212–1220. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2287002

PVsyst SA. (n.d.). *Array incidence loss (IAM)*. Retrieved August 31, 2026, from https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-incidence-loss-iam.html

Qammar, N., Arshad, A., Miller, R. J., Mahmoud, K., & Lehtonen, M. (2024). Probabilistic hosting capacity assessment towards efficient PV-rich low-voltage distribution networks. *Electric Power Systems Research*, *226*, 109940. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109940

Santos-Martin, D., & Lemon, S. (2016). Simplified Modeling of Low Voltage Distribution Networks for PV Voltage Impact Studies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *7*(4), 1924–1931. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2500620

Thomson, M., & Infield, D. G. (2007). Network Power-Flow Analysis for a High Penetration of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, *22*(3), 1157–1162. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901290

Torquato, R., Salles, D., Oriente Pereira, C., Meira, P. C. M., & Freitas, W. (2018). A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution

Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *33*(2), 1002–1012. https://doi.org/10.1109/TPWRD.2018.2798707

Umoh, V., Davidson, I., Adebiyi, A., & Ekpe, U. (2023). Methods and Tools for PV and EV Hosting Capacity Determination in Low Voltage Distribution Networks—A Review. *Energies*, *16*(8), 3609. https://doi.org/10.3390/en16083609

Uruel-Sanz, J., & Perpiñán-Lamigueiro, O. (2022). Power Flow Analysis in Urban Distribution Networks with Implementation of Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Solar*, *2*(1), 32–51. https://doi.org/10.3390/solar2010003

7. Anexos

Anexo 1: Infromación requerida para el modelado de las cargas en DIgSILENT.

DISTRIBUCIÓN DE DEMANDA PICO POR CLIENTE (datos reales: fase, P y Q medidos)

Cliente	Tipo	Fase Conexión [dato]	Tecnología de Fase sugerida (PowerFactory)	Consumo anual (kWh) [dato]	P medida (kW) [dato]	Q medida (kvar) [dato]
C1	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	76,85	0,12369	0,01662
C2	RESIDENCIAL	AC	2F-'YN'	108,77	0,16500	0,02217
C3	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	1,85	0,00482	0,00065
C4	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	216,54	0,17999	0,02419
C5	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	227,85	0,23901	0,03212
C6	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	97,79	0,24149	0,03245
C7	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	165,62	0,18163	0,02441
C8	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	57,31	0,04688	0,00630
C9	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	246,62	0,25754	0,03461
C10	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	126,77	0,18176	0,02443
C11	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	28,92	0,00850	0,00113
C12	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	59,62	0,05940	0,00798
C13	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	81,62	0,13125	0,01764
C14	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	283,00	0,44745	0,06013
C15	RESIDENCIAL	AC	2F-'YN'	152,54	0,18365	0,02468
C16	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	935,44	1,29125	0,17352
C17	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	3,93	0,00020	0,00003
C18	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	285,77	0,34063	0,04577
C19	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	1137,31	1,74505	0,23450
C20	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	167,31	0,27760	0,03730
C21	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	280,79	0,40625	0,05459
C22	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	54,31	0,06562	0,00882
C23	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	2572,85	3,88444	0,52200
C24	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	110,38	0,26128	0,03511
C25	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	406,43	0,64764	0,08599
C26	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	7,93	0,01898	0,00255
C27	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	0,00	0,00000	0,00000
C28	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	1647,64	1,82893	0,24577
C29	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	1068,54	1,15237	0,15490
C30	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	203,77	0,20938	0,02814
C31	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	37,62	0,05772	0,00772
C32	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	867,01	0,98124	0,13186
TOTAL				**11718,70**	**15,62**	**2,10**

Columnas B,C,E,F,G en amarillo = datos reales (hoja 'puntos de carga' de tu Excel). Las demás se calculan solas.

Tecnología de fase: ABC -> 3F-'YN' | AB,AC (2 letras) -> 2F-'YN' | 1 letra -> 1F. Verifica en PowerFactory que coincida con lo que tu red permite.

Anexo 2: Cantidad de luminarias con sus respectivas características asociadas a la red de baja tensión.

ALUMBRADO PÚBLICO — 40 LUMINARIAS DE SODIO 250 W

Fuente del dato: potencia nominal de placa/ficha técnica de lámpara de sodio de alta presión (HPS) 250 W. FP = 0,92 es el valor típico de catá

Luminaria	P unitaria (k	Q unitaria (k	S unitaria (k	FP
SODIO 250W(1)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(2)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(3)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(4)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(5)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(6)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(7)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(8)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(9)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(10)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(11)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(12)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(13)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(14)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(15)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(16)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(17)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(18)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(19)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(20)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(21)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(22)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(23)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(24)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(25)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(26)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(27)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(28)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(29)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(30)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(31)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(32)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(33)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(34)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(35)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(36)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(37)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(38)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(39)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
SODIO 250W(40)	0,25000	0,10650	0,27174	0,9200
TOTAL (40 lumin	**10,000**	**4,260**	**10,870**	

Valores por unidad: 0,00025 MW / 0,0001065 Mvar / 0,00027174 MVA (con FP=0,92) — copia el mismo valor en cada una de las 40 cargas Elr

Anexo 3: Puntos de carga correspondiente al transformador 5504.

MEDIDOR	CONSUMO DIARIO	CONSUMO PROMEDIO ANUA	CODIGO CLIENT	FASE CONEXIÓN	TIPO DE CLIENT	POTENCIA ACTIVA (KV	POTENCIA REACTIVA (KVA	1000	KW A MW	MENSUAL	DIAS		HORAS	POTENCIA (W HORAS DIARIA
520216064	2,034102564	76,85		AB	RESIDENCIAL	0,12369408	0,01662218	0,00012369408	0,00001662218	6,404166667	22	0,29109848	10	0,029109848
5222016899	4,03076923	106,77		AC	RESIDENCIAL	0,16500413	0,02217348	0,00016500413	0,00002217348					
5222034767	0,72820513	1,85		AB	RESIDENCIAL	0,00482232	0,00064803	0,00000482232	0,00000064803					
5222016435		1026,08		A				0,00000000000	0,00000000000	TARIFA CLIENTE RESIDENCIAL O COMERCIAL				
1002217987	7,5974359	216,54		ABC	RESIDENCIAL	0,17999378	0,02418781	0,00017999378	0,00002418781					
1002217988	8,07380952	227,85		ABC	COMERCIAL	0,23900813	0,03211824	0,00023900813	0,00003211824					
1002217985	3,2	97,79		ABC	RESIDENCIAL	0,24148673	0,03245132	0,00024148673	0,00003245132					
2015050028		547,9		ABC										
5222052221	6,01538461	5222055169	165,62	AB	RESIDENCIAL	0,18163142	0,02440788	0,00018163142	0,00002440788	RESIDENCIAL	0,08803466	0,01183022		
5222047052	1,91538461	57,31		ABC	RESIDENCIAL	0,04688362	0,00630029	0,00004688362	0,00000630029		0,09359676	0,01257766		
5222036231	8,62820513	246,62		AB	RESIDENCIAL	0,25753863	0,0346084	0,00025753863	0,00003460840		0,18163142	0,02440788		
5222018098	4,27948718	126,77		ABC	RESIDENCIAL	0,18176421	0,02442572	0,00018176421	0,00002442572					
5222034770	1,48974359	28,92		AB	RESIDENCIAL	0,00850176	0,0011288	0,00000850176	0,00000112880					
5222056852	2,02307692	59,62		AB	RESIDENCIAL	0,05940216	0,00798254	0,00005940216	0,00000798254					
5222022523	2,77692308	81,62		ABC	RESIDENCIAL	0,13124792	0,01763728	0,00013124792	0,00001763728					
1000457804	9,4025641	283		AB	RESIDENCIAL	0,44744682	0,06012852	0,00044744682	0,00006012852					
5222011097	5,6735897	152,54		AC	RESIDENCIAL	0,18365267	0,0246795	0,00018365267	0,00002467950					
520300494	31,60699971	5222001900	935,44		ABC	COMERCIAL	1,2912509	0,17352007	0,00129125090	0,00017352007	COMERCIAL	1,20426374	0,16183062	
5222034769	1,13333333	3,93		AB	RESIDENCIAL	0,00020242	0,00002688	0,00000020242	0,00000002688		COMERCIAL	0,08698716	0,01168945	
2014301409	9,47179487	285,77		ABC	RESIDENCIAL	0,34063084	0,04577444	0,00034063084	0,00004577444			1,29125090	0,17352007	
1002217983	38,7051282	1137,31		ABC	RESIDENCIAL	1,74505441	0,23450281	0,00174505441	0,00023450281					
1000446384	5,92051282	1000446390	167,31		AB	RESIDENCIAL	0,27760351	0,03730475	0,00027760351	0,00003730475	RESIDENCIAL	0,08462658	0,01137224	
2014300910	9,66153846	280,79		ABC	RESIDENCIAL	0,4062548	0,05459308	0,00040625480	0,00005459308		RESIDENCIAL	0,19297693	0,02593251	
5222018096	1,92564102	54,31		AB	RESIDENCIAL	0,06562396	0,00881864	0,00006562396	0,00000881864			0,27760351	0,03730475	
520300604	94,37142857	2572,85		ABC	COMERCIAL	3,88444272	0,52199676	0,00388444272	0,00052199676					
5222056850	3,96153841	110,38		AB	RESIDENCIAL	0,26128183	0,03511141	0,00026128183	0,00003511141					
1000456381	14,17435897	406,43		ABC	RESIDENCIAL	0,64763717	0,08598883	0,00064763717	0,00008598883					
1000460377	0,28205128	7,93		ABC	RESIDENCIAL	0,01897508	0,0025499	0,00001897508	0,00000254990					
5222009008	0	0		ABC	RESIDENCIAL	0	0	0,00000000000	0,00000000000					
1000458101	53,54185427	1000458102	1000458103	1000548365	1000548366	1000548368	1000548370	1000548372	1000548374	1000548376	10019558581	1001958586	1647,64	ABC
10107406	35,61025639	5222052222	5222052223	5222052224	5222055168	5222055171	5222057862	1068,54		AB	RESIDENCIAL	1,15237204	0,15490112	0,001152372 0,000154901
1002217989	7,6	203,77		ABC	RESIDENCIAL	0,20938292	0,02813717	0,00020938292	0,00002813717					
5222018097	1,13333333	37,62		ABC	RESIDENCIAL	0,05771604	0,00772296	0,00005771604	0,00000772296					
520300212	32,10923076	5252010117	867,01		ABC	COMERCIAL	0,98124344	0,13186085	0,00098124344	0,00013186085	COMERCIAL	0,85837556	0,11534969	
											COMERCIAL	0,12286788	0,01651116	
												0,98124344	0,13186085	
		13292,68	153,850463											

Anexo 4: HSP de Cálculo.

HSP ANUAL — Periodo principal 01/07/2025 - 30/06/2026

Parámetro	Valor	Nota
HSP promedio anual (periodo principal, h/día)	3,93	*Promedio diario ponderado 01/07/2025-30/06/2026 (excluye -999). Este es el HSP oficial de la tesis.*
HSP promedio de todo el archivo (referencia, h/día)	3,93	*01/07/2025-30/07/2026 completo, solo como referencia -- NO usar para el cálculo oficial.*
HSP mínimo diario (periodo principal, h/día)	1,91	*Día de menor irradiación registrada en el periodo principal.*
HSP máximo diario (periodo principal, h/día)	6,27	*Día de mayor irradiación registrada en el periodo principal.*
Mes con mayor HSP promedio	Diciembre 2025	*Dentro del periodo principal (12 meses, jul-2025 a jun-2026).*
Mes con menor HSP promedio	Julio 2025	*Dentro del periodo principal (12 meses, jul-2025 a jun-2026).*
N° total de datos válidos usados (periodo principal)	361	*De un total de 365 días en el periodo 01/07/2025-30/06/2026.*
N° total de datos faltantes (periodo principal)	4	*Días marcados como -999 por NASA POWER dentro del periodo principal.*

Límites del periodo principal (uso interno de las fórmulas):

Inicio periodo principal	01/07/2025
Fin periodo principal	30/06/2026

PARÁMETRO DE DISEÑO (editable)

PR — Factor de rendimiento (Performance Ratio)	0,80	*Valor típico 0.75-0.85. Sustentar con literatura (IEC 61724) o ficha técnica del inversor en la tesis.*
Producción específica anual Y_FV [kWh/kWp-año]	1148,11	*Y_FV = HSP x 365 x PR*

VALORES OFICIALES DEL CÁLCULO

HSP oficial de la tesis [h/día]	3,93
PR utilizado	0,80
Producción específica anual Y_FV [kWh/kWp-a	1148,11

Anexo 5: Cálculo HSP y configuración FV 1.1 y 1.2.

CONFIGURACIÓN DEL CÁLCULO FOTOVOLTAICO

Parámetros centrales usados por Calculo_FV_Clientes, Cliente_Ejemplo y Anexo_Tabla_FV.

Parámetro	Valor	Nota
HSP oficial [h/dia]	**3,93**	*Tomado automáticamente de HSP_Anual (periodo principal).*
PR — Factor de rendimiento	**0,80**	*Tomado automáticamente de HSP_Anual.*
Producción especifica Y_FV [kWh/kWp-año]	**1148,11**	*Y_FV = HSP x 365 x PR (tomado de HSP_Anual).*
Periodo NASA POWER usado	01/07/2025 al 30/06/2026	*Periodo principal del cálculo de HSP (ver hoja HSP_Anual).*
Fuente de irradiación	NASA POWER, parámetro ALLSKY_SFC_SW_DWN	*Irradiación solar global diaria sobre superficie horizontal [kWh/m²/día], asumida equivalente al HSP.*

Nota metodológica: la Potencia FV calculada [kWp] es una referencia energética (consumo anual / Y_FV). La Potencia FV equivalente para simulación [kW] (hoja Calculo_FV_Clientes) es un valor normalizado según tamañ

FUENTES Y TRAZABILIDAD DE DATOS

Fuente	NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources)
Parámetro	ALLSKY_SFC_SW_DWN
Descripción	Irradiación solar global diaria sobre superficie horizontal (CERES SYN1deg All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance)
Unidad	kWh/m²/día
Coordenadas (archivo NASA POV	Latitud -2.8915°, Longitud -79.0243° (Puertas del Sol, Cuenca, Ecuador)
Elevación (MERRA-2, promedio d	2496.1 m s.n.m.
Periodo descargado	01/07/2025 - 30/07/2026
Periodo usado para el cálculo pr	01/07/2025 - 30/06/2026 (12 meses completos)
Fecha de consulta / descarga	Inferida del nombre del archivo (20260730) -- confirmar con la fecha real de descarga si se requiere para citar con precisión.
Archivo fuente	POWER_Point_Daily_20250701_20260730_002d89S_079d02W_LST.csv
Referencia general	NASA POWER Project, https://power.larc.nasa.gov/
HSP promedio [h/dia]	3,93
PR	
Producción especifica Y_FV [kWh/kWp-año]	
Periodo usado	01/07/2025 al 30/06/2026

NOTA METODOLÓGICA — POTENCIA CALCULADA vs. POTENCIA EQUIVALENTE

"La potencia FV calculada corresponde a una referencia energética obtenida a partir del consumo anual, HSP y PR. La potencia FV equivalente para simulación corresponde al valor normalizado según tamaño de inversor utilizado para representar cada sistema fotovoltaico en DIgSILENT PowerFactory. Esta potencia no constituye el dimensionamiento constructivo final de cada instalación individual."

Anexo 6: Cálculo de potencia fotovoltaica por usuario.

CÁLCULO DE POTENCIA FOTOVOLTAICA DE REFERENCIA Y POTENCIA EQUIVALENTE PARA SIMULACIÓN

La Potencia FV calculada es un resultado energético preliminar (consumo anual / Y_FV). La Potencia FV equivalente para simulación [kW] es un DATO DE ENTRADA (columna en amarillo, editable): el tamaño de inversor de referencia adoptado para representar cada sistema en DIgSILENT PowerFactory -- no se

Cliente	Código cliente	Tipo de usuario	Consumo anual E_anual [kWh/año]	HSP [h/día]	PR	Producción específica Y_FV [kWh/kWp-año]	Potencia FV calculada [kWp]	Potencia FV equivalente para simulación [kW]	Observación
Ejemplo	*x*	*Residencial*	*1800,00*	*3,93*	*0,80*	*1148,11*	*1,57*	*2,00*	*Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.*
C1	10063444	Residencial	76,85	3,93	0,80	1148,11	0,07	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C2	10100913	Residencial	108,77	3,93	0,80	1148,11	0,09	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C3	10108812	Residencial	1,85	3,93	0,80	1148,11	0,00	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C4	1125657	Residencial	216,54	3,93	0,80	1148,11	0,19	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C5	113928	Comercial	227,85	3,93	0,80	1148,11	0,20	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C6	113993	Residencial	97,79	3,93	0,80	1148,11	0,09	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C7	10107872; 10107875	Residencial	165,62	3,93	0,80	1148,11	0,14	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C8	10107406	Residencial	57,31	3,93	0,80	1148,11	0,05	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C9	10102295	Residencial	246,62	3,93	0,80	1148,11	0,21	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C10	10103208	Residencial	126,77	3,93	0,80	1148,11	0,11	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C11	10108816	Residencial	28,92	3,93	0,80	1148,11	0,03	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C12	10108813	Residencial	59,62	3,93	0,80	1148,11	0,05	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C13	10099239	Residencial	81,62	3,93	0,80	1148,11	0,07	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C14	10039982	Residencial	283,00	3,93	0,80	1148,11	0,25	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C15	10100910	Residencial	152,54	3,93	0,80	1148,11	0,13	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C16	113969; 1976265	Comercial	935,44	3,93	0,80	1148,11	0,81	1,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C17	10108817	Residencial	3,93	3,93	0,80	1148,11	0,00	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C18	114017	Residencial	285,77	3,93	0,80	1148,11	0,25	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C19	114009	Residencial	1137,31	3,93	0,80	1148,11	0,99	1,50	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C20	10041506; 10041509	Residencial	167,31	3,93	0,80	1148,11	0,15	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C21	114348	Residencial	280,79	3,93	0,80	1148,11	0,24	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C22	10103135	Residencial	54,31	3,93	0,80	1148,11	0,05	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C23	114066	Comercial	2572,85	3,93	0,80	1148,11	2,24	3,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C24	10109572	Residencial	110,38	3,93	0,80	1148,11	0,10	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C25	114025	Residencial	406,43	3,93	0,80	1148,11	0,35	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C26	113910	Residencial	7,93	3,93	0,80	1148,11	0,01	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C27	10096858	Residencial	0,00	3,93	0,80	1148,11	0,00	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C28	10037134; 10037135; 10037136; 10037137; 10037138; 10037139; 10037140; 10037141; 10037142; 10037143; 10037144; 10037145; 10037146; 10037147	Comercial	1647,64	3,93	0,80	1148,11	1,44	2,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C29	10107648; 10107649; 10107650; 10107653; 10107654; 10107655; 10108240	Residencial	1068,54	3,93	0,80	1148,11	0,93	1,50	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C30	113894	Residencial	203,77	3,93	0,80	1148,11	0,18	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C31	10103058	Residencial	37,62	3,93	0,80	1148,11	0,03	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C32	113696; 113902	Comercial	867,01	3,93	0,80	1148,11	0,76	1,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.

Anexo 7: Tabla de potencia fotovoltaica de referencia y potencia equivalente para simulación.

Cliente	Código cliente	Tipo de usuario	Consumo anual [kWh/año]	HSP [h/día]	PR	Producción específica [kWh/kWp-año]	Potencia FV calculada [kWp]	Potencia FV equivalente para simulación	Observación
Ejemplo	x	Residencial	1800,00	3,93	0,80	1148,11	1,57	2,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.
C1	10063444	Residencial	76,85	3,93	0,80	1148,11	0,07	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C2	10100913	Residencial	108,77	3,93	0,80	1148,11	0,09	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C3	10108812	Residencial	1,85	3,93	0,80	1148,11	0,00	0,00	Consumo anual insuficiente para justificar un sistema FV; no se asigna potencia equivalente para simulación.
C4	1125657	Residencial	216,54	3,93	0,80	1148,11	0,19	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C5	113928	Comercial	227,85	3,93	0,80	1148,11	0,20	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C6	113993	Residencial	97,79	3,93	0,80	1148,11	0,09	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C7	10107872; 10107875	Residencial	165,62	3,93	0,80	1148,11	0,14	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C8	10107406	Residencial	57,31	3,93	0,80	1148,11	0,05	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C9	10102295	Residencial	246,62	3,93	0,80	1148,11	0,21	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C10	10103208	Residencial	126,77	3,93	0,80	1148,11	0,11	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C11	10108816	Residencial	28,92	3,93	0,80	1148,11	0,03	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C12	10108813	Residencial	59,62	3,93	0,80	1148,11	0,05	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C13	10099239	Residencial	81,62	3,93	0,80	1148,11	0,07	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C14	10039982	Residencial	283,00	3,93	0,80	1148,11	0,25	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C15	10100910	Residencial	152,54	3,93	0,80	1148,11	0,13	1,00	Potencia calculada baja; se adopta potencia mínima de inversor para simulación.
C16	113969; 1976265	Comercial	935,44	3,93	0,80	1148,11	0,81	1,00	Potencia normalizada según tamaño de inversor de referencia.

Anexo 8: Datos horarios exportados desde PVsyst.

Fecha	Hora	Irradiancia global incidente plano receptor [W/m2]	Global efectivo corregido [W/m2]	Energía efectiva salida conjunto [kWh]	Energía inyectada en la red E_Grid [kWh]	E_Grid_limpia [kWh]	PR [proporcion]
01/01/1990	00:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	01:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	02:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	03:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	04:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	05:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	06:00	23,7890	22,8930	0,0668	0,0496	0,0496	0,6318
01/01/1990	07:00	134,2000	113,5800	0,3587	0,3415	0,3415	0,7711
01/01/1990	08:00	220,3900	209,2500	0,6677	0,6504	0,6504	0,8942
01/01/1990	09:00	413,5900	399,8700	1,2643	1,2411	1,2411	0,9093
01/01/1990	10:00	541,4600	529,4600	1,6468	1,6183	1,6183	0,9057
01/01/1990	11:00	494,4100	482,6500	1,5011	1,4746	1,4746	0,9038
01/01/1990	12:00	533,4600	521,4600	1,6146	1,5866	1,5866	0,9013
01/01/1990	13:00	381,4600	370,2600	1,1589	1,1371	1,1371	0,9033
01/01/1990	14:00	236,2500	228,5300	0,7189	0,7014	0,7014	0,8996
01/01/1990	15:00	63,2580	60,8360	0,1847	0,1670	0,1670	0,8001
01/01/1990	16:00	62,5830	59,5630	0,1816	0,1639	0,1639	0,7937
01/01/1990	17:00	23,0230	21,7110	0,0623	0,0453	0,0453	0,5966
01/01/1990	18:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	19:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	20:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	21:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	22:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
01/01/1990	23:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	00:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	01:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	02:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	03:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	04:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	05:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	06:00	12,3180	11,8550	0,0326	0,0169	0,0169	0,4153
02/01/1990	07:00	46,7450	43,9840	0,1335	0,1155	0,1155	0,7489
02/01/1990	08:00	153,0000	145,9300	0,4631	0,4460	0,4460	0,8834
02/01/1990	09:00	190,8300	183,9500	0,5844	0,5674	0,5674	0,9010
02/01/1990	10:00	309,6500	300,0000	0,9527	0,9337	0,9337	0,9137
02/01/1990	11:00	271,3700	263,1200	0,8332	0,8152	0,8152	0,9103
02/01/1990	12:00	382,4700	371,6000	1,1720	1,1500	1,1500	0,9111
02/01/1990	13:00	367,4400	356,6000	1,1216	1,1003	1,1003	0,9075
02/01/1990	14:00	294,8000	285,3900	0,8993	0,8811	0,8811	0,9056
02/01/1990	15:00	138,6200	133,3000	0,4169	0,3997	0,3997	0,8738
02/01/1990	16:00	100,7200	95,6610	0,2970	0,2798	0,2798	0,8418
02/01/1990	17:00	17,2230	16,2710	0,0455	0,0292	0,0292	0,5137
02/01/1990	18:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	19:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	20:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	21:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	22:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
02/01/1990	23:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	00:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	01:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	02:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	03:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	04:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	05:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	06:00	19,4080	18,6770	0,0537	0,0370	0,0370	0,5780
03/01/1990	07:00	130,9700	109,6900	0,3459	0,3288	0,3288	0,7607
03/01/1990	08:00	202,0800	192,0900	0,6117	0,5947	0,5947	0,8917
03/01/1990	09:00	291,7100	281,3300	0,8946	0,8764	0,8764	0,9104
03/01/1990	10:00	490,2200	478,7700	1,4989	1,4724	1,4724	0,9102
03/01/1990	11:00	406,6500	396,3900	1,2433	1,2204	1,2204	0,9094
03/01/1990	12:00	263,8300	255,9100	0,8071	0,7893	0,7893	0,9065
03/01/1990	13:00	356,8500	346,2800	1,0927	1,0718	1,0718	0,9101
03/01/1990	14:00	409,3000	397,8900	1,2492	1,2262	1,2262	0,9078
03/01/1990	15:00	197,0500	189,4700	0,5955	0,5784	0,5784	0,8895
03/01/1990	16:00	138,2300	130,9700	0,4111	0,3939	0,3939	0,8636
03/01/1990	17:00	16,9900	16,0510	0,0449	0,0286	0,0286	0,5101
03/01/1990	18:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	19:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000
03/01/1990	20:00	0,0000	0,0000	0,0000	-0,0010	0,0000	0,0000

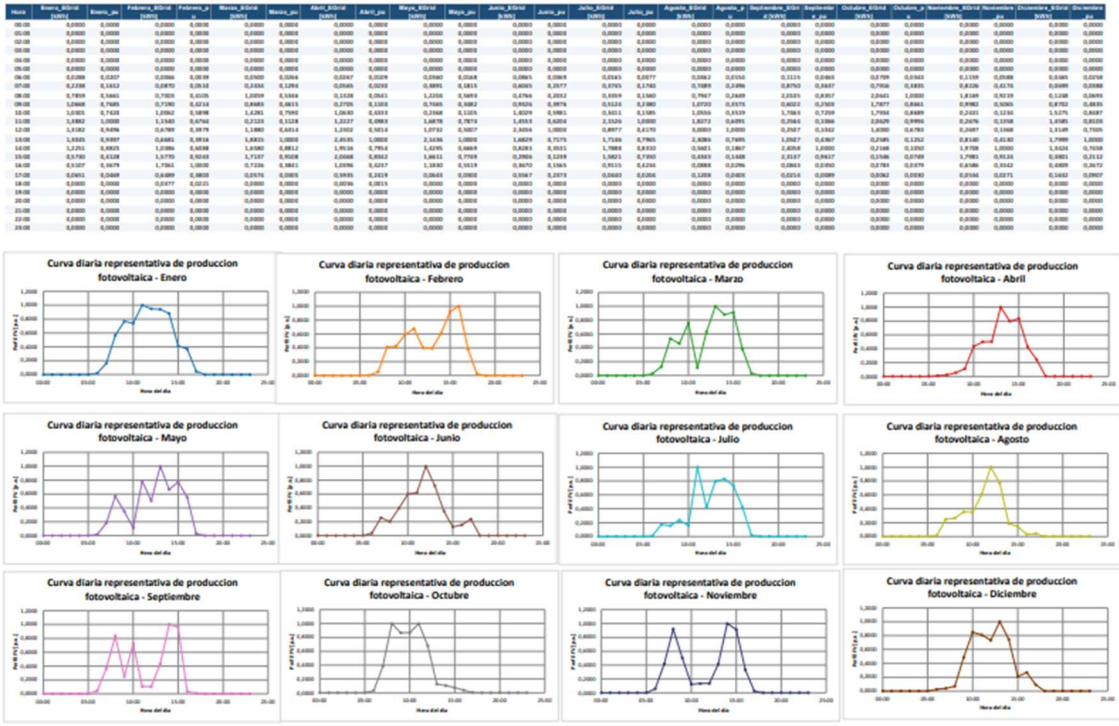
Anexo 9: Selección de días representativos de generación FV.

Mes	Fecha seleccionada	Energia diaria seleccionada [kWh/dia]	Energia diaria promedio mensual [kWh/dia]	Diferencia absoluta [kWh]	Diferencia relativa [%]	Justificacion
Enero	08/01/1990	9,5202	9,5557	-0,0355	-0,37	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Febrero	26/02/1990	10,0284	9,9777	0,0507	0,51	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Marzo	30/03/1990	11,0292	11,0972	-0,0680	-0,61	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Abril	11/04/1990	12,0910	11,9485	0,1425	1,19	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Mayo	29/05/1990	11,8713	11,7540	0,1173	1,00	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Junio	17/06/1990	11,0295	11,1905	-0,1610	-1,44	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Julio	01/07/1990	10,6717	11,0388	-0,3671	-3,33	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Agosto	06/08/1990	12,0572	11,4900	0,5672	4,94	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Septiembre	04/09/1990	11,7285	11,6180	0,1105	0,95	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Octubre	26/10/1990	10,6850	10,4438	0,2412	2,31	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Noviembre	23/11/1990	9,8289	10,1429	-0,3140	-3,10	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion
Diciembre	22/12/1990	9,5788	9,5633	0,0155	0,16	Dia seleccionado por presentar energia diaria cercana al promedio mensual y una curva horaria completa de produccion fotovoltaica, con variaciones naturales sin ser un dia atipico ni de generacion

Anexo 10: Curvas FV normalizadas para DIgSILENT PowerFactory.

Hora	Enero [p.u.]	Febrero [p.u.]	Marzo [p.u.]	Abril [p.u.]	Mayo [p.u.]	Junio [p.u.]	Julio [p.u.]	Agosto [p.u.]	Septiembre [p.u.]	Octubre [p.u.]	Noviembre [p.u.]	Diciembre [p.u.]
00:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
01:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
02:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
03:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
04:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
05:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
06:00	0,0207	0,0039	0,0266	0,0109	0,0168	0,0369	0,0077	0,0154	0,0463	0,0343	0,0588	0,0258
07:00	0,1612	0,0510	0,1294	0,0230	0,1815	0,2577	0,1740	0,2496	0,3637	0,3835	0,4174	0,0388
08:00	0,5661	0,4105	0,5346	0,0541	0,5693	0,2032	0,1560	0,2649	0,8357	1,0000	0,9219	0,0693
09:00	0,7685	0,4214	0,4615	0,1103	0,3482	0,3976	0,2380	0,3573	0,2503	0,8661	0,5065	0,4835
10:00	0,7420	0,5898	0,7590	0,4333	0,1105	0,5981	0,1585	0,3519	0,7259	0,8689	0,1234	0,8487
11:00	1,0000	0,6764	0,1128	0,4983	0,7874	0,6204	1,0000	0,6091	0,1066	0,9994	0,1358	0,8103
12:00	0,9496	0,3979	0,6314	0,5014	0,5007	1,0000	0,4170	1,0000	0,1042	0,6783	0,1368	0,7305
13:00	0,9397	0,3916	1,0000	1,0000	1,0000	0,7175	0,7965	0,7695	0,4367	0,1252	0,4130	1,0000
14:00	0,8825	0,6088	0,8812	0,7954	0,6669	0,3531	0,8310	0,1867	1,0000	0,1050	1,0000	0,7458
15:00	0,4128	0,9243	0,9108	0,8342	0,7749	0,1239	0,7350	0,1448	0,9617	0,0749	0,9124	0,2112
16:00	0,3679	1,0000	0,3841	0,4237	0,5519	0,1565	0,4234	0,0296	0,0350	0,0379	0,3342	0,2672
17:00	0,0469	0,3803	0,0305	0,2419	0,0300	0,2373	0,0204	0,0403	0,0089	0,0030	0,0271	0,0907
18:00	0,0000	0,0221	0,0000	0,0015	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23:00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Anexo 11: Curvas diarias representativas de generación FV.



Anexo 12: Informe de simulación del 20 %.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA - TRABAJO DE TITULACIÓN

Informe de selección aleatoria de puntos de carga para penetración fotovoltaica

Análisis técnico del impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales bajo modelos de autoconsumo en redes de distribución de baja tensión para el alivio de carga

Transformador 5504 - Red de baja tensión - Sector Puertas del Sol

Escenario	Penetración solicitada	Puntos con FV	Penetración efectiva	Fecha
FV-020-S001	20%	6 de 32	18.75%	07/08/2026, 03:36:15 p. m.

N.°	Punto	Estado	Penetración solicitada	Penetración efectiva	ID de escenario
1	C1	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
2	C2	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
3	C3	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
4	C4	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
5	C5	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
6	C6	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
7	C7	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
8	C8	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
9	C9	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
10	C10	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
11	C11	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
12	C12	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
13	C13	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
14	C14	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
15	C15	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
16	C16	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
17	C17	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
18	C18	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
19	C19	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
20	C20	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
21	C21	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
22	C22	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
23	C23	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
24	C24	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
25	C25	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
26	C26	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
27	C27	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
28	C28	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
29	C29	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
30	C30	Con FV	20%	18.75%	FV-020-S001
31	C31	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001
32	C32	Sin FV	20%	18.75%	FV-020-S001

Nota metodológica: se redondea al entero más cercano el producto entre 32 puntos de carga y la penetración solicitada. La selección cambia aleatoriamente en cada sorteo.

Puntos seleccionados: C8, C9, C16, C21, C22, C30

Generado por la herramienta F

Anexo 13: Informe de simulación del 60 %.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA - TRABAJO DE TITULACIÓN

Informe de selección aleatoria de puntos de carga para penetración fotovoltaica

Análisis técnico del impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales bajo modelos de autoconsumo en redes de distribución de baja tensión para el alivio de carga

Transformador 5504 - Red de baja tensión - Sector Puertas del Sol

Escenario	Penetración solicitada	Puntos con FV	Penetración efectiva	Fecha
FV-060-S002	60%	19 de 32	59.38%	07/08/2026, 03:40:31 p. m.

N.º	Punto	Estado	Penetración solicitada	Penetración efectiva	ID de escenario
1	C1	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
2	C2	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
3	C3	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
4	C4	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
5	C5	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
6	C6	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
7	C7	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
8	C8	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
9	C9	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
10	C10	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
11	C11	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
12	C12	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
13	C13	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
14	C14	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
15	C15	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
16	C16	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
17	C17	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
18	C18	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
19	C19	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
20	C20	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
21	C21	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
22	C22	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
23	C23	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
24	C24	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
25	C25	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
26	C26	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
27	C27	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
28	C28	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
29	C29	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
30	C30	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002
31	C31	Sin FV	60%	59.38%	FV-060-S002
32	C32	Con FV	60%	59.38%	FV-060-S002

Nota metodológica: se redondea al entero más cercano el producto entre 32 puntos de carga y la penetración solicitada. La selección cambia aleatoriamente en cada sorteo.

Puntos seleccionados: C5, C7, C10, C11, C13, C14, C16, C17, C19, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C29, C30, C32

Generado por la herramienta F

Anexo 14: Informe de simulación del 80 %.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA - TRABAJO DE TITULACIÓN

Informe de selección aleatoria de puntos de carga para penetración fotovoltaica

Análisis técnico del impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales bajo modelos de autoconsumo en redes de distribución de baja tensión para el alivio de carga

Transformador 5504 - Red de baja tensión - Sector Puertas del Sol

Escenario	Penetración solicitada	Puntos con FV	Penetración efectiva	Fecha
FV-080-S003	80%	26 de 32	81.25%	07/08/2026, 03:40:44 p. m.

N.º	Punto	Estado	Penetración solicitada	Penetración efectiva	ID de escenario
1	C1	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
2	C2	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
3	C3	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
4	C4	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
5	C5	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
6	C6	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
7	C7	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
8	C8	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
9	C9	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
10	C10	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
11	C11	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
12	C12	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
13	C13	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
14	C14	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
15	C15	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
16	C16	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
17	C17	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
18	C18	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
19	C19	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
20	C20	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
21	C21	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
22	C22	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
23	C23	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
24	C24	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
25	C25	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
26	C26	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
27	C27	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
28	C28	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
29	C29	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
30	C30	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003
31	C31	Sin FV	80%	81.25%	FV-080-S003
32	C32	Con FV	80%	81.25%	FV-080-S003

Nota metodológica: se redondea al entero más cercano el producto entre 32 puntos de carga y la penetración solicitada. La selección cambia aleatoriamente en cada sorteo.

Puntos seleccionados: C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C12, C13, C14, C15, C17, C18, C21, C22, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C32

Generado por la herramienta FV

Anexo 15: Informe de simulación del 100 %.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA - TRABAJO DE TITULACIÓN

Informe de selección aleatoria de puntos de carga para penetración fotovoltaica

Análisis técnico del impacto de los sistemas fotovoltaicos residenciales bajo modelos de autoconsumo en redes de distribución de baja tensión para el alivio de carga

Transformador 5504 - Red de baja tensión - Sector Puertas del Sol

Escenario	Penetración solicitada	Puntos con FV	Penetración efectiva	Fecha
FV-100-S004	100%	32 de 32	100.00%	07/08/2026, 04:08:45 p. m.

N.º	Punto	Estado	Penetración solicitada	Penetración efectiva	ID de escenario
1	C1	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
2	C2	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
3	C3	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
4	C4	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
5	C5	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
6	C6	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
7	C7	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
8	C8	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
9	C9	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
10	C10	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
11	C11	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
12	C12	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
13	C13	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
14	C14	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
15	C15	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
16	C16	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
17	C17	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
18	C18	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
19	C19	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
20	C20	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
21	C21	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
22	C22	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
23	C23	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
24	C24	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
25	C25	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
26	C26	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
27	C27	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
28	C28	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
29	C29	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
30	C30	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
31	C31	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004
32	C32	Con FV	100%	100.00%	FV-100-S004

Nota metodológica: se redondea al entero más cercano el producto entre 32 puntos de carga y la penetración solicitada. La selección cambia aleatoriamente en cada sorteo.

Puntos seleccionados: C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9, C10, C11, C12, C13, C14, C15, C16, C17, C18, C19, C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28, C29, C30, C31, C32

Generado por la herramienta FV

Anexo 16: Criterios de penetración asociados al número de abonados.

Cliente	Tipo	Fase Conexión [dato]	Tecnología de Fase sugerida (PowerFactory)	Consumo anual (kWh) [dato]	P medida (kW) [dato]	Q medida (kvar) [dato]	S medida (kVA)	FP medido	Peso (% de S)	P_i (kW) a entrar en PowerFactory	Q_i (kvar) a entrar en PowerFactory	S_i (kVA)	FP_i final	clientes	potencia kva	menor a 2.5	fotovoltaivo
C1	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	76,85	0,12369	0,01662	0,12481	0,9911	0,79%	0,195	0,026	0,197	0,9911	1,0000	0,484	NO	1kw
C2	RESIDENCIAL	AC	2F-'YN'	108,77	0,16500	0,02217	0,16649	0,9911	1,06%	0,261	0,035	0,263	0,9911	1,0000	0,484		2kw
C3	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	1,85	0,00482	0,00065	0,00487	0,9911	0,03%	0,008	0,001	0,008	0,9911	1,0000	0,484	NO	1kw
C4	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	216,54	0,17999	0,02419	0,18161	0,9911	1,15%	0,284	0,038	0,287	0,9911	1,0000	0,484		1kw
C5	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	227,85	0,23901	0,03212	0,24116	0,9911	1,53%	0,378	0,051	0,381	0,9911	1,0000	0,484		1kw
C6	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	97,79	0,24149	0,03245	0,24366	0,9911	1,55%	0,381	0,051	0,385	0,9911	1,0000	0,484		3kw
C7	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	165,62	0,18163	0,02441	0,18326	0,9911	1,16%	0,287	0,039	0,289	0,9911	2,0000	0,968		5kw
C8	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	57,31	0,04688	0,00630	0,04731	0,9911	0,30%	0,074	0,010	0,075	0,9911	1,0000	0,484	NO	
C9	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	246,62	0,25754	0,03461	0,25985	0,9911	1,65%	0,407	0,055	0,410	0,9911	1,0000	0,484		
C10	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	126,77	0,18176	0,02443	0,18340	0,9911	1,16%	0,287	0,039	0,290	0,9911	1,0000	0,484		
C11	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	28,92	0,00850	0,00113	0,00858	0,9913	0,05%	0,013	0,002	0,014	0,9913	1,0000	0,484	NO	
C12	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	59,62	0,05940	0,00798	0,05994	0,9911	0,38%	0,094	0,013	0,095	0,9911	1,0000	0,484	NO	
C13	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	81,62	0,13125	0,01764	0,13243	0,9911	0,84%	0,207	0,028	0,209	0,9911	1,0000	0,484		
C14	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	283,00	0,44745	0,06013	0,45147	0,9911	2,86%	0,707	0,095	0,713	0,9911	1,0000	0,484		
C15	RESIDENCIAL	AC	2F-'YN'	152,54	0,18365	0,02468	0,18530	0,9911	1,18%	0,290	0,039	0,293	0,9911	1,0000	0,484		
C16	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	935,44	1,29125	0,17352	1,30286	0,9911	8,27%	2,039	0,274	2,058	0,9911	2,0000	0,968		
C17	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	3,93	0,00020	0,00003	0,00020	0,9913	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,9913	1,0000	0,484	NO	
C18	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	285,77	0,34063	0,04577	0,34369	0,9911	2,18%	0,538	0,072	0,543	0,9911	1,0000	0,484		
C19	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	1137,31	1,74505	0,23450	1,76074	0,9911	11,17%	2,756	0,370	2,781	0,9911	1,0000	0,484		
C20	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	167,31	0,27760	0,03730	0,28010	0,9911	1,78%	0,438	0,059	0,442	0,9911	2,0000	0,968		
C21	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	280,79	0,40625	0,05459	0,40991	0,9911	2,60%	0,642	0,086	0,647	0,9911	1,0000	0,484		
C22	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	54,31	0,06562	0,00882	0,06621	0,9911	0,42%	0,104	0,014	0,105	0,9911	1,0000	0,484	NO	
C23	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	2572,85	3,88444	0,52200	3,91936	0,9911	24,87%	6,135	0,824	6,191	0,9911	1,0000	0,484		
C24	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	110,38	0,26128	0,03511	0,26363	0,9911	1,67%	0,413	0,055	0,416	0,9911	1,0000	0,484		
C25	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	406,43	0,64764	0,08599	0,65332	0,9913	4,15%	1,023	0,136	1,032	0,9913	1,0000	0,484		
C26	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	7,93	0,01898	0,00255	0,01915	0,9911	0,12%	0,030	0,004	0,030	0,9911	1,0000	0,484	NO	
C27	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	0,00	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000	0,00%	0,000	0,000	0,000	0,0000	1,0000	0,484	NO	
C28	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	1647,64	1,82893	0,24577	1,84537	0,9911	11,71%	2,889	0,388	2,915	0,9911	14,0000	6,776		
C29	RESIDENCIAL	AB	2F-'YN'	1068,54	1,15237	0,15490	1,16274	0,9911	7,38%	1,820	0,245	1,837	0,9911	7,0000	3,388		
C30	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	203,77	0,20938	0,02814	0,21127	0,9911	1,34%	0,331	0,044	0,334	0,9911	1,0000	0,484		
C31	RESIDENCIAL	ABC	3F-'YN'	37,62	0,05772	0,00772	0,05823	0,9912	0,37%	0,091	0,012	0,092	0,9912	1,0000	0,484	NO	
C32	COMERCIAL	ABC	3F-'YN'	867,01	0,98124	0,13186	0,99006	0,9911	6,28%	1,550	0,208	1,564	0,9911	2,0000	0,968		
TOTAL				**11718,70**	**15,62**	**2,10**	**15,76**		**100,0%**	**24,67**	**3,31**	**24,89**		0,484	26,62	46 estrato	
														55,0000			

Columnas B,C,E,F,G en amarillo = datos reales (hoja 'puntos de carga' de tu Excel). Las demás se calculan solas.

Tecnología de fase: ABC -> 3F-'YN' | AB,AC (2 letras) -> 2F-'YN' | 1 letra -> 1F. Verifica en PowerFactory que coincida con lo que tu red permite.

USUARIOS	32	26,62	
LUMINARIAS	10,87	KVA	15,75

Anexo 17: Cálculo de cargabilidad.

Puntos de carga	Potencia aparente KVA
10037134; 10037135... 14USER (C28)	1,016400056
10039982 (C14)	0,145199996
10041506; 10041509 (C20)	0,290400001
10063444 (C1)	0,145199999
10096858 (C27)	0
10099239 (C13)	0,145199999
10100910 (C15)	0,145199997
10100913 (C2)	0,145199996
10102295 (C9)	0,1452
10103058 (C31)	0,145199996
10103135 (C22)	0,145199997
10103208 (C10)	0,145199997
10107406 (C8)	0,1452
10107648; 7USER (C29)	1,016400081
10107872; 10107875 (C7)	0,290399994
10108812 (C3)	0,145199996
10108813 (C12)	0,145199998
10108816 (C11)	0,145199995
10108817 (C17)	0,145199996
10109572 (C24)	0,145199996
1125657 (C4)	0,145199995
113696; 113902 (C32)	0,145199998
113894 (C30)	0,145199997
113910 (C26)	0,145199995
113928 (C5)	0,0726
113969; 1976265 (C16)	0,145199996
113993 (C6)	0,145199998
114009 (C19)	0,145199999
114017 (C18)	0,1452
114025 (C25)	0,145199996
114066 (C23)	0,072599998
114348 (21)	0,1452

Total	6,38880006
P. Transformador	30
Cargabilidad %	21,2960002

*Hay que tener en cuenta que para obtener un resultado más exacto debemos sumar las pérdidas de la red

Anexo 18: Tabla de estratos.

CENTROSUR
(Anexo 1)

Valores de Demanda máxima diversificada (kVA) en función del número de abonados

Tasa de crecimiento anual de la carga (%) 3%

Horizonte de planificación (años) 10

Clientes	Estrato A 200-426 kWh	Estrato B 112-199 kWh	Estrato C 56-111 kWh	Estrato D 0-55 kWh
1	3,31	2,73	2,27	1,79
2	5,06	4,10	3,37	2,69
3	6,55	5,16	4,23	3,37
4	7,88	6,10	5,00	3,96
5	9,12	6,98	5,69	4,50
6	10,28	7,82	6,33	5,00
7	11,46	8,64	6,95	5,49
8	12,58	9,43	7,54	5,95
9	13,71	10,20	8,12	6,38
10	14,85	10,96	8,69	6,80
11	15,96	11,71	9,26	7,22
12	17,05	12,46	9,80	7,62
13	18,13	13,19	10,35	8,02
14	19,19	13,91	10,89	8,41
15	20,26	14,65	11,42	8,79
16	21,32	15,39	11,95	9,20
17	22,39	16,12	12,47	9,59
18	23,44	16,83	12,99	9,98
19	24,48	17,54	13,51	10,36
20	25,50	18,25	14,02	10,73
21	26,55	18,97	14,55	11,12
22	27,57	19,67	15,07	11,50
23	28,60	20,37	15,57	11,87
24	29,62	21,07	16,08	12,26
25	30,63	21,77	16,59	12,64
26	31,65	22,45	17,09	13,01
27	32,66	23,16	17,60	13,38
28	33,69	23,85	18,12	13,74
29	34,71	24,55	18,63	14,11
30	35,71	25,24	19,14	14,48
31	36,72	25,93	19,64	14,85
32	37,71	26,62	20,15	15,21
33	38,71	27,32	20,65	15,58
34	39,73	28,01	21,14	15,95

Dirección. Av. Max Uhle y Pumapungo - Teléfono. 07 4135 136 - Centro de Contacto. 136 - Fax. 07 286 3316
Casilla. 01-01-016 - e-mail. info@centrosur.gob.ec - www.centrosur.gob.ec - Síguenos en @centrosur_ec /centrosurEC

Anexo 19: Datasheet Inversor.

Datasheet	MOD 3000TL3-X	MOD 4000TL3-X	MOD 5000TL3-X	MOD 6000TL3-X	MOD 7000TL3-X	MOD 8000TL3-X	MOD 9000TL3-X
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	4500W	6000W	7500W	9000W	10500W	12000W	13500W
Max. DC voltage	1100V						
Start voltage	160V						
Nominal voltage	580V						
MPPT voltage range	140V-1000V						
No. of MPP trackers	2						
No. of PV strings per MPP tracker	1						
Max. input current per MPP tracker	13A						
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A						
Output data (AC)							
AC nominal power	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	9000W
Max. AC apparent power	3300VA	4400VA	5500VA	6600VA	7700VA	8800VA	9900VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)						
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	5.0A	6.7A	8.3A	10.0A	11.7A	13.3A	15.0A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDi	<3%						
AC grid connection type	3W+N+PE						
Efficiency							
MAX. efficiency	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.6%	98.6%	98.6%
European efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%	98.1%	98.1%	98.1%
MPPT efficiency	99.9%						
Protection devices							
DC reverse polarity protection	Yes						
DC Switch	Yes						
AC/DC surge protection	Type II / Type II						
Insulation resistance monitoring	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
Ground fault monitoring	Yes						
Grid monitoring	Yes						
Anti-islanding protection	Yes						
Residual-current monitoring unit	Yes						
String fault monitoring	Yes						
AFCI protection	Optional						
General data							
Dimensions (W / H / D)	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/178mm	425/387/178mm	425/387/178mm
Weight	12.5kg	12.5kg	12.5kg	12.5kg	14kg	14kg	14kg
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C						
Nightime power consumption	< 1W						
Topology	Transformerless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP66						
Relative humidity	0--100%						
Altitude	4000m						
DC connection	H4/MC4(Optional)						
AC connection	Connector						
Display	OLED+LED/WIFI+APP						
Interfaces: USB/RS485/WiFi /GPRS/LAN/RF	yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional						
Warranty: 5 / 10 years	Yes/Optional						
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2							

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

Anexo 20: Datasheet Paneles.

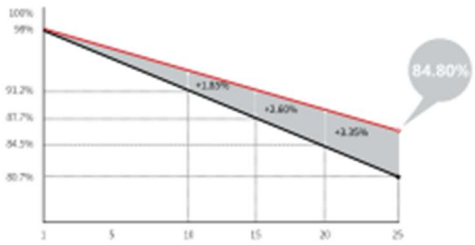
Hi-MO 5m

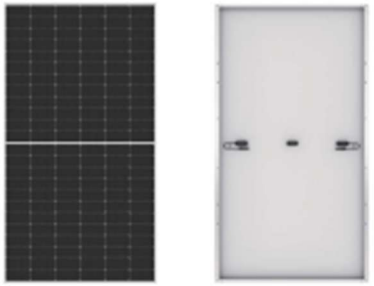
LR5-72HPH 540~560M

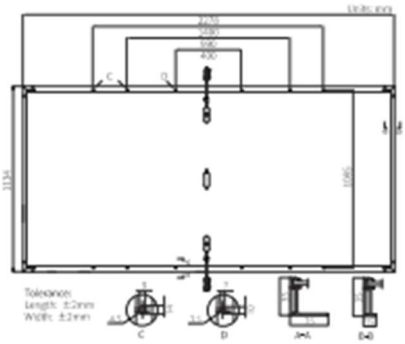
21.7%	0~3%	<2%	0.55%	HALF-CELL
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	Lower operating temperature

Additional Value

25-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm², +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Module Type	LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M		LR5-72HPH-555M		LR5-72HPH-560M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11
Short Circuit Current (Isc/A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

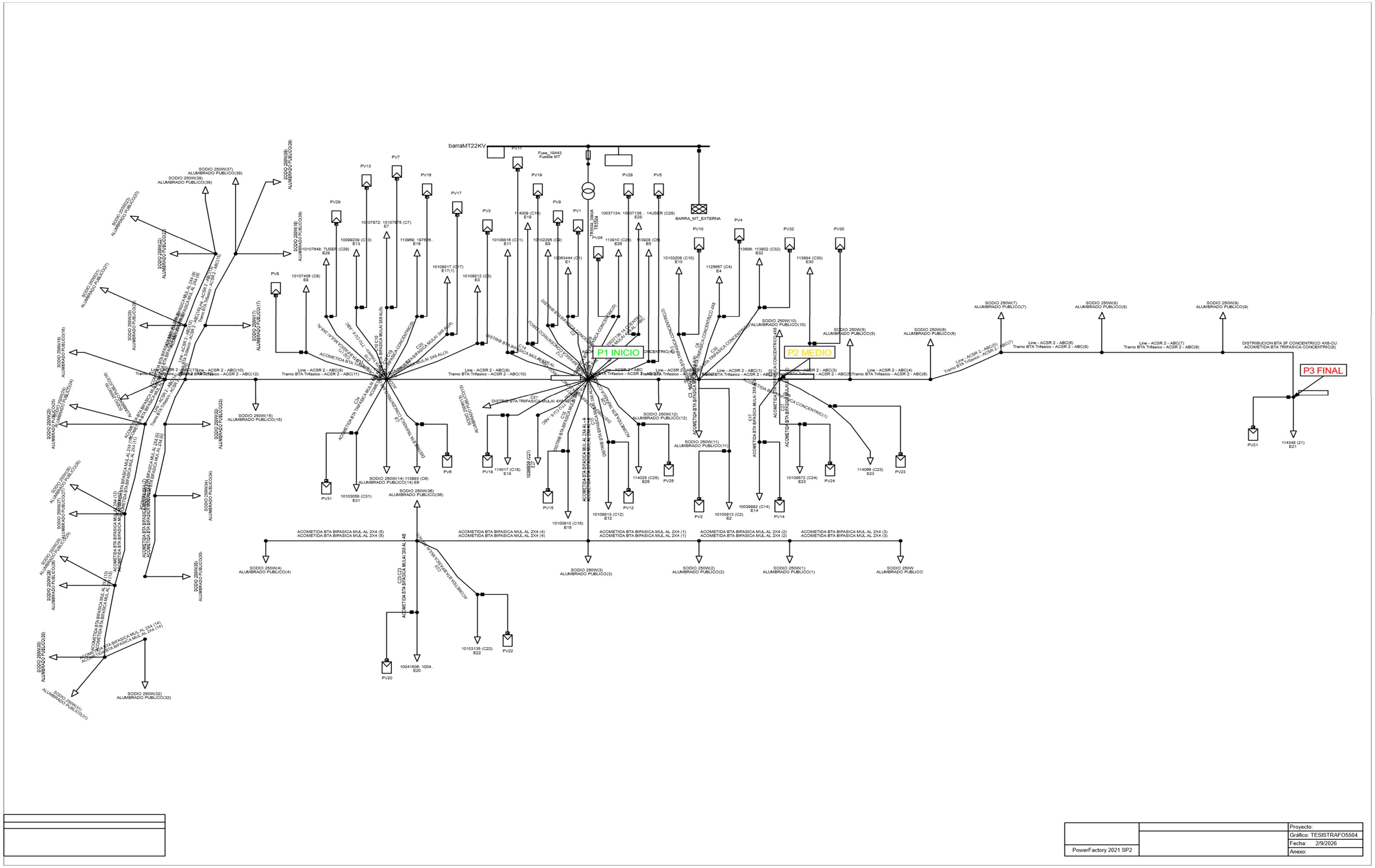
Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

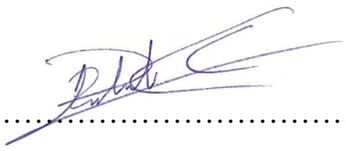
Anexo 21: Circuito completo de la red del Transformador 5504.



AUTORIZACION DE PUBLICACION EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL

Nosotros, Richard Leonardo Cócheres Arcentales portador de la cédula de ciudadanía N.º 0750250854 y Francisco Javier Aguilar Chacón portador de la cédula de ciudadanía N.º 0705057453. En calidad de autores y titulares de los derechos patrimoniales del trabajo de titulación "Impacto técnico del autoconsumo fotovoltaico residencial en el alivio de carga de redes de distribución de baja tensión" de conformidad a lo establecido en el artículo 114 Código Orgánico de la Economía Social de los Conocimientos, Creatividad e Innovación, reconocemos a favor de la Universidad Católica de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos, Así mismo; autorizamos a la Universidad para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional de conformidad a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

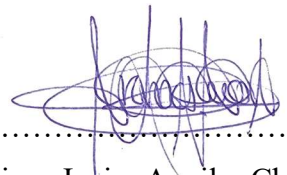
Cuenca, 21 de octubre de 2026



……

Richard Leonardo Cócheres Arcentales

0750250854



……

Francisco Javier Aguilar Chacón

0705057453